

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Recinto Universitario Simón Bolívar
Facultad de Electrotecnia y Computación

TRABAJO MONOGRÁFICO PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

**Automatización en el sistema de protección de las líneas de
distribución eléctricas de Nicaragua mediante la aplicación de
Interruptores Telecontrolados**

AUTORES:

Br. Edwin Antonio Moreno Pérez 2007-22082

Br. Freddy Antonio González López 2007-21506

TUTOR:

Ing. Jhader Exequiel Zuniga Guillen.

Managua, Febrero de 2014.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar le damos gracias a Dios por el maravilloso regalo que es la vida, por habernos guiado y acompañado todo el tiempo en nuestros estudios y especialmente en nuestras vidas, le agradecemos el habernos brindado la fortaleza y la sabiduría para superar los momentos difíciles que se cruzaron en nuestro camino, gracias Señor por habernos brindado una vida llena de aprendizaje y por las experiencias adquiridas en el transcurso de nuestras vidas.

Le damos gracias a nuestros Padres por los buenos valores que nos han inculcado desde niños, gracias Padres por habernos brindado la oportunidad de recibir una excelente educación en el transcurso de nuestras vidas. Sobre todo por los ejemplos de superación y el ejemplo de vida a seguir.

Especiales agradecimientos a las personas que siempre han estado a nuestro lado, acompañándonos en todo momento y enseñándonos como poder ser mejores personas cada día con sus ejemplo de vida, por esa personas que nos han enseñado a no darnos por vencidos sin antes haberlo intentado.

Le agradecemos el apoyo y la confianza que nos brindó nuestro Tutor Ing. Jhader Exequiel Zuniga Guillen y sobre todo por su amistad de todo este tiempo.

**Automatización en el sistema de protección de las líneas de
distribución eléctricas de Nicaragua mediante la aplicación
de Interruptores Telecontrolados**

RESUMEN

En este documento se presentan consideraciones necesarias para la aplicación de Interruptores Telecontrolados (ITC) como medio de automatización en el sistema de protección de las líneas de distribución eléctrica en Nicaragua.

El objetivo principal de este trabajo radica en la disminución del impacto eléctrico que producen los tipos de fallas más comunes en las líneas de distribución eléctrica del país, automatizando los sistemas de protección en las redes de distribución eléctrica mediante la aplicación de Interruptores Telecontrolados (ITC) reduciendo de esta manera las interrupciones prolongadas en el servicio eléctrico y brindando a su vez mayor confiabilidad, para los usuarios del mismo y estabilidad para el sector energético principalmente en la líneas de distribución eléctrica.

Capítulo 1: En este capítulo estudiaremos y hablaremos del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, dentro de este capítulo encontraremos, los componentes que forman parte de un Sistema Eléctrico de Distribución, hablaremos de los tipos de líneas de distribución según su construcción, conoceremos sobre los tipos de cargas (consumidores) asociadas al sistema de distribución eléctrico, hablaremos de los tipos de zonas geográficas donde se encuentra ubicadas las redes de distribución eléctrica. De la misma manera hablaremos un poco sobre el surgimiento del sector eléctrico en Nicaragua, al igual que daremos a conocer sobre las pérdidas referidas al sistema eléctrico de distribución del país.

Capítulo 2: En este capítulo hablaremos sobre la temática de los sistemas de protección, desde el punto de vista de su aporte a la estabilidad transitoria, estabilidad de frecuencia y continuidad en los sistemas distribución eléctrica. También definiremos el concepto propio de lo que es un sistema de protección, sus características generales y su importancia en los sistemas de distribución de energía eléctrica, hablaremos de los tipos de fallas más comunes existentes en el sistema de distribución eléctrico y de la misma manera conoceremos los elementos de protección más comunes en el sistema eléctrico de Nicaragua.

Capítulo 3: En este capítulo estudiaremos el Interruptor Telecontrolado, daremos a conocer algunas especificaciones técnicas sobre el equipo en cuestión, tanto para el tipo de interruptor mono-fásico como para el interruptor tri-fásico, de la misma manera hablaremos de las características eléctricas y las características generales del ITC. También daremos a conocer el conjunto de elementos que conforman al ITC, detallando así el cofre de control que manipula directamente al equipo y por medio del cual se pueden obtener los datos necesarios y requeridos por el Centro de operación de la Red, el cual supervisa el correcto funcionamiento de la red eléctrica de Nicaragua.

Capítulo 4: En este capítulo, daremos a conocer localizaciones y lugares donde proponemos la instalación de Interruptores Telecontrolados para un mejor funcionamiento del sistema de distribución eléctrico de estas zonas, llegando a dicha conclusión mediante una serie de criterios técnicos tomados en cuenta y realizados a través de estudios, para lograr una rápida respuesta al número de fallas que se dan constantemente en estos circuitos del Sistema de Distribución Eléctrico de Nicaragua y de esta manera poder mejorar el servicio eléctrico a los consumidores del mismo.

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	1
II.	OBJETIVOS.....	3
III.	JUSTIFICACIÓN.....	4
IV.	MARCO TEÓRICO	5
1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICAS EN NICARAGUA	7
1.1	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	7
1.1.1	DEFINICION.....	7
1.2	COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	7
1.2.1	SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.	8
1.2.2	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO	8
1.2.3	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO.	8
1.2.4	TRANFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.	8
1.2.5	ACOMETIDA.	8
1.3	TIPOS DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN SU CONSTRUCCIÓN	9
1.3.1	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO AÉREO.	9
1.3.2	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO SUBTERRÁNEO.....	9
1.3.3	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO MIXTO.	10
1.4	CLASIFICACIÓN DE CARGAS DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	10
1.4.1	CARGA RESIDENCIAL	10
1.4.2	CARGA COMERCIAL.	10
1.4.3	CARGA INDUSTRIAL.	11
1.4.4	CARGA RURAL.....	11
1.5	ÁMBITO GEOGRÁFICO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	11
1.5.1	ZONAS RURALES.	12
1.5.2	ZONAS URBANAS.	12
1.5.3	ZONAS AISLADAS.....	12
1.6	SURGIMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA	13
1.7	PÉRDIDAS EN EL ÁREA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE NICARAGUA	14
1.8	RESUMEN DEL CAPÍTULO.	15
2.	SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICAS.....	16
2.1.	DEFINICIÓN.....	16
2.2.	CARACTERÍSTICAS DE IN SISTEMA DE PROTECCIÓN	16
2.2.1	SENSIBILIDAD.....	16
2.2.2	SELECTIVIDAD.....	17

2.2.3	RAPIDEZ	17
2.2.4	CONFIABILIDAD.	17
2.2.4.1	CONFIANZA.	17
2.2.4.2	SEGURIDAD.....	17
2.3	CARACTERÍSTICAS DESEADAS QUE APORTAN LAS PROTECCIONES AL SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN	17
2.3.1	DISPONIBILIDAD.	17
2.3.2	CONFIABILIDAD	18
2.3.3	ESTABILIDAD.....	18
2.4	PROTECCIONES PRINCIPALES Y PROTECCIONES DE RESPALDO ..	18
2.4.1	RESPALDO REMOTO.....	18
2.4.2	RESPALDO LOCAL Y FALLA INTERRUPTOR	18
2.5	APLICACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	19
2.6	TIPOS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE ELECTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	20
2.6.1	FALLA TRANSITORIA.....	20
2.6.2	FALLA PERMANENTE O FRANCA.....	20
2.6.3	CORTOCIRCUITO.	20
2.6.4	SOBRECARGA.	21
2.6.5	SOBRETENSIÓN.....	21
2.6.6	INTERRUPCIÓN.....	21
2.6.7	BLACK-OUT (APAGÓN).	21
2.7	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	22
2.7.1	RELÉS.....	22
2.7.1.1	RELÉS ELECTROMECAÑICOS.	22
2.7.1.2	RELÉS ESTÁTICOS	23
2.7.1.3	RELÉS DIGITALES Y RELÉS NUMERICOS	23
2.7.2	INTERRUPTORES	24
2.7.2.1	INTERRUPTOR DE CABECERA	24
2.7.2.2	INTERRUPTOR DE MEDIA LÍNEA MONO-POLAR.....	24
2.7.2.3	INTERRUPTOR DE MEDIA LÍNEA TRI-POLAR	24
2.7.2.4	INTERRUPTOR TELECONTROLADO - ITC	25
2.7.3	RE-CONECTADOR	25
2.7.4	FUSIBLE.	26
2.7.5	SECCIONADOR	26
2.7.5.1	AUTO-SECCIONADOR.....	27
2.8.	PROTECCIONES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	27
2.8.1	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE	28
2.8.2	PROTECCIÓN SOBRE Y BAJO VOLTAJE.	28
2.8.3	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.....	28
2.8.4	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR	28
2.8.5	PROTECCIÓN DISTANCIA	28
2.8.6	PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA.....	29
2.9	RESUMEN DEL CAPÍTULO	29

3.	INTERRUPTOR TELECONTROLADO - ITC	30
3.1	DEFINICIÓN	30
3.1.1	RE-CONECTADOR	31
3.2	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL INTERRUPTOR TELECONTROLADO	31
3.3	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL INTERRUPTOR TELECONTROLADO	33
3.4	ACCESORIOS DEL INTERRUPTOR TELECONTROLADO	34
3.4.1	HERRAJES	34
3.4.2	AUTO-VÁLVULA	35
3.4.3	CABLES DE CONEXIÓN A LA LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN	35
3.4.4	COFRE DE CONTROL	41
3.4.4.1	MANDO MANUAL O LOCAL	42
3.4.4.2	MANDO ELÉCTRICO - LOCAL	42
3.4.4.3	MANDO REMOTO	42
3.4.4.3.1	RTU (REMOTE TERMICAL UNIT)	43
3.4.4.3.2	PUERTOS DE COMUNICACIÓN	43
3.4.4.3.3	INDICACIONES DEL COFRE DE CONTROL	45
3.5	INTERRUPTORES MONOFÁSICOS	47
3.5.1	ESPECIFICACIONES	47
3.6	INTERRUPTORES TRI-FÁSICOS	48
3.6.1	ESPECIFICACIONES	48
3.7	RESUMEN DEL CAPÍTULO	49
4.	CARACTERÍSTICAS Y UBICACIÓN PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE NICARAGUA	50
4.1	AUTOMATIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA DE NICARAGUA	52
4.1.1	ZONA DE MANAGUA	52
4.1.2	ZONA SUR	52
4.1.3	ZONA ORIENTE	53
4.1.4	ZONA NORTE	54
4.2	RESUMEN DEL CAPÍTULO	55
V.	CONCLUSIONES	56
VI.	RECOMENDACIONES	57
VII.	BIBLIOGRAFÍA	58
VIII.	ANEXOS	60

I. INTRODUCCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia tiene como finalidad la producción de energía eléctrica en los centros de generación (centrales térmicas, hidráulicas, eólicas, etc.) y transportarla hasta los centros de consumo (ciudades, poblados, centros industriales, turísticos, etc.). Para ello, es necesario disponer de la capacidad de generación suficiente y entregarla con eficiencia y de una manera segura al consumidor final. El logro de este objetivo requiere la realización de grandes inversiones de capital, de complicados estudios y diseños, de la aplicación de normas nacionales e internacionales muy concretas, de un riguroso planeamiento, del empleo de una amplia variedad de conceptos de Ingeniería Eléctrica y de tecnología de punta, de la investigación sobre materiales más económicos y eficientes, de un buen procedimiento de construcción e interventoría y por último de la operación adecuada con mantenimiento riguroso que garantice el suministro del servicio de energía con muy buena calidad.

Actualmente en Nicaragua se están expandiendo las líneas de distribución eléctrica. Esto ha creado que las Protecciones de los Sistemas Eléctricos de Distribución adquieran cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas en Nicaragua y la exigencia de un suministro de energía a los consumidores con una calidad de servicio cada vez mayor.

La motivación de implementar automatismos en redes de distribución de energía eléctrica, viene dada por la necesidad de mejorar la calidad del servicio brindado a sus clientes, reduciendo tiempos de interrupción en el servicio eléctrico y mejorando la calidad del mismo.

En la actualidad más del 90% de las fallas temporales en los circuitos aéreos de distribución ocurren en los ramales. A lo largo de los años, las empresas distribuidoras del servicio eléctrico se han encargado de la protección de los ramales en distintas formas.

Algunas empresas distribuidoras del servicio energético emplean una filosofía de “quemar los fusibles”: El interruptor automático del alimentador de la subestación

se coordina adecuadamente con el fusible ramal, para que el fusible despeje cualquier falla de aguas abajo, que sea de su capacidad y no así el interruptor automático de cabecera.

Se estudiara el caso del sistema de protección de las líneas de distribución eléctricas de Nicaragua en el cual actualmente el COR recibe y atiende al año constantemente reportes en los cuales es reflejada la falta del servicio energético a más de 300 mil usuarios durante breves períodos de tiempo. Con este nivel tan elevado de interrupciones en el servicio de energía al año, este tema es de preocupación nacional, donde es deseable una acción mancomunada entre gobierno y empresa para lograr sentar las bases que permitan construir un plan de reducción de todo tipo de pérdidas y poder ser desarrollado considerando los diversos escenarios en los cuales está presente la distribución de energía.

Estudios estadísticos recientes muestran que aproximadamente el 90% de las actuaciones de fusibles de expulsión en derivaciones de líneas aéreas, ocurren en respuestas de fallos transitorios, como descargas atmosféricas, contactos con ramas de árboles y cortocircuitos.

Por lo cual es necesario continuar con algunas modificaciones que permitan agilizar, las acciones que están desarrollando las empresas distribuidoras del servicio energético. Aquí se hace necesario implementar con urgencia métodos que permitan una óptima protección en las redes de distribución eléctrica en Nicaragua como la implementación de Interruptores Telecontrolados a media línea que permitirá a las empresas y a los consumidores una mejor calidad de servicio de energía.

II. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Analizar el uso de Interruptores Telecontrolados en los sistemas de protección eléctricos, para la automatización de las redes de distribución energética de Nicaragua.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Automatizar el sistema de protección eléctrica en las redes de distribución energética de Nicaragua a través de la implementación de Interruptores Telecontrolados.
- Disminuir las interrupciones del servicio eléctrico por fallas en las redes de distribución de Nicaragua.
- Aumentar la calidad y continuidad del servicio energético en las líneas de distribución eléctrica.

III. JUSTIFICACIÓN

Actualmente, el COR (Centro de Operación de la Red) en el año recibe y atiende constantemente reportes en los cuales es reflejada la falta del servicio energético a más de 300 mil usuarios durante breves períodos de tiempo. Con este nivel tan elevado de interrupciones en el servicio de energía al año, este tema es de preocupación nacional, donde es deseable una acción mancomunada entre gobierno y empresa para lograr sentar las bases que permitan construir un plan de reducción de todo tipo de pérdidas y poder ser desarrollado considerando los diversos escenarios en los cuales está presente la distribución de energía.

Las pérdidas eléctricas en Nicaragua ascienden a un 25,9% de la demanda o energía total que entra al sistema, de acuerdo con un informe preparado por la consultora colombiana Concol (Consultoría Colombiana S.A.) presentado al MEM (Ministerio de Energía y Minas). En los sistemas de distribución aérea, entre el 80 y el 95 % de las fallas son de tipo temporal es decir, duran desde unos pocos ciclos hasta algunos segundos.

Las causas típicas de fallas temporales son: contacto de líneas empujadas por el viento, ramas de árboles que tocan líneas energizadas, descargas de rayos sobre aisladores, pájaros y en general pequeños animales que cortocircuitan una línea con una superficie conectada a tierra. Aunque estas fallas son transitorias hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Esto trae consigo demoras en la reposición del servicio, las que pueden ser bastante prolongadas, especialmente en el caso de zonas rurales ya que es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema y reponer el fusible o accionar el interruptor.

Por lo cual es necesario continuar implementando modificaciones en sector energético y sobre todo en el sistema de protección de las Redes de Distribución Eléctrica de Nicaragua por lo que se hace necesario la automatización de las mismas mediante la implementación y aplicación de Interruptores Telecontrolados a media línea que permitirá a las empresas y a los consumidores una mejor calidad del servicio de la energía eléctrica.

IV. MARCO TEÓRICO

El servicio eléctrico constituye uno de los elementos fundamentales sobre el cual se desarrollan las economías de los países. Los clientes quieren contar con un servicio confiable, seguro y económico. Las Empresas Eléctricas buscan mejorar la calidad de servicio, disminuir costos y simplificar la operación. La automatización de los sistemas eléctricos y principalmente la automatización al sistema de protección de los mismos responde a estas necesidades.

La automatización de procesos y operación de la red, se basa fundamentalmente en la necesidad de reducir el número y duración de interrupciones de energía en el servicio eléctrico y de la misma manera cumplir con la continuidad y calidad de la misma.

La automatización de las Redes de Distribución Eléctrica tiene las siguientes ventajas:

- Incrementa la confiabilidad de los sistemas y equipos. Rápido diagnóstico de equipos y eventos.
- Mayor flexibilidad en las maniobras operacionales de mantenimiento y de reconexión. Mejora los tiempos de respuesta.
- Obtención de facilidades para disponer de señales de medición, alarmas y control remoto.
- Alto grado de flexibilidad para extensiones futuras.
- Disminución de los costos de operación y mantenimiento.

En la implementación de aplicaciones para la automatización de las Redes de Distribución de Energía Eléctrica y sus sistemas de protección, se consideran equipos y componentes con capacidad para procesar el restablecimiento del servicio eléctrico en tiempos mínimos, incluso para responder a esquemas con reconfiguración sobre los alimentadores y fallas en redes eléctricas.

En Nicaragua actualmente los sistemas de protección en redes de distribución eléctrica están compuestos en su mayoría por Relés de Sobre-corriente, la operación de este tipo de protección se basa en el aumento de corriente que provocan los cortocircuitos en la línea de distribución protegida.

Para la automatización de los sistemas de protección de Nicaragua y especialmente para las zonas rurales y urbanas del país, proponemos la aplicación y uso de sistemas de protecciones inteligentes y de rápida solución a los problemas, fallas y alteraciones que se presenten en las redes de distribución eléctrica, en este caso nos referimos al uso de los Interruptores Telecontrolados (ITC), los cuales pueden ser programados para ser controlados desde uno o varios servidores, censando y solucionando fallas en los casos más comunes y en otras ocasiones reduciendo el área de afectación por cualquier tipo de falla.

El funcionamiento de este tipo de interruptores es muy parecido al de los sistemas de protección Re-Cierre o mejor conocidos como Re-Closed en el ámbito eléctrico, con la ventaja que los ITC censan el tipo de falla y actúan mediante la misma adecuadamente de manera instantánea, garantizando así la continuidad del servicio eléctrico a los consumidores asociados al sistema eléctrico de distribución.

CAPÍTULO 1

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICAS EN NICARAGUA

1.1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1.1. DEFINICIÓN

El sistema de distribución de energía eléctrica está formado por un conjunto de dispositivos eléctricos que operan desde los 120 volts hasta tensiones de 34.5 KV, que permiten el transporte de la energía eléctrica desde la barra de una subestación de distribución hasta el punto de consumo. Constituido por un sistema de distribución primario y un secundario.

La función principal del sistema de distribución eléctrico es la de abastecer de manera continua a todos los usuarios del mismo con energía eléctrica tan económicamente como sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad.

1.2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como todo tipo de sistema, el sistema de distribución de energía cuenta con un conjunto de componentes para su funcionabilidad los cuales son:

- Subestación de distribución
- Sistema de distribución primario
- Sistema de distribución secundario
- Transformador de distribución
- Acometida

- 1.2.1. Subestación de distribución:** Conjunto de elementos eléctricos (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.) cuya función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión (o sub-transmisión) hasta niveles de media tensión para su ramificación en múltiples salidas.
- 1.2.2. Sistema de distribución primario:** Conjunto de redes de media tensión que se inician en la subestación de distribución y en cuyo recorrido suministran energía a los transformadores de distribución de los distintos consumidores. En este sistema de distribución se establecen seccionadores de interconexión, maniobrados manualmente, para transferir secciones de línea (carga) en caso de emergencia o mantenimiento.
- 1.2.3. Sistema de distribución secundario:** Conjunto de redes de baja tensión que se inician en el transformador de distribución y abastecen de energía a las acometidas de los distintos puntos de entrega de los clientes y/o consumidores.
- 1.2.4. Transformador de distribución:** Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda disponer de ella sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. En si, el transformador de distribución es la liga entre los alimentadores primarios y los alimentadores secundarios.
- 1.2.5. Acometida:** Se conoce como acometida en las instalaciones eléctricas, a la derivación desde la red de distribución de la empresa suministradora del servicio de energía eléctrica hacia la edificación o propiedad donde se hará uso de la energía eléctrica, punto de la red de distribución normalmente conocido como 'usuario'.

Además de los componentes antes mencionados que conforman un sistema de distribución de energía eléctrica, podemos sumarle a estos de manera secundaria el sistema de protección de las líneas o redes de distribución, el cual para el ámbito y el servicio eléctrico es un componente de mucha importancia, por lo que no podemos olvidarlo y menos pasarlo por alto, debido a que gracias al sistema de

protección de las líneas de distribución es que se pueden reducir las interrupciones por fallas en el servicio eléctrico, garantizando a su vez la continuidad en el mismo y brindando de la misma manera una mejor calidad, confiabilidad y seguridad a los consumidores del servicio de energía eléctrica.

La protección en las líneas de distribución eléctrica se realiza para evitar los efectos nocivos que provocan las corrientes de cortocircuito y las sobrecargas en el sistema eléctrico así como en las instalaciones que están aguas arriba del lugar donde se produce la falla.

También se usa la protección para aislar las zonas donde se produce la falla y segregar las mismas del resto de las instalaciones que han de quedar en servicio.

1.3. TIPOS DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN SU CONSTRUCCIÓN

Los sistemas de distribución eléctricos se clasifican de acuerdo a su construcción:

- Sistemas aéreos.
- Sistemas subterráneos.
- Sistemas mixtos.

1.3.1. Sistema de distribución eléctrico aéreo: Por sistema de distribución eléctrico aéreo, se entiende el conjunto de cables que montados a cierta altura del terreno transportan la energía eléctrica. Se pueden construir con postes metálicos o de hormigón y con conductores desnudos de Aluminio-Acero, o con conductores aislados trenzados.

1.3.2. Sistema de distribución eléctrico subterráneo: Se caracterizan por tener cables enterrados, los cuales tienen que estar aislados adecuadamente para garantizar el buen funcionamiento del sistema. Dichas líneas de distribución eléctrica son más estéticas, más costosas y más confiables. Los transformadores son alojados en celdas cubiertas en donde se deben

garantizar las distancias de seguridad y tener elementos cortafuegos y anti-explosiones.

1.3.3. Sistema de distribución eléctrico mixto: Este sistema es muy parecido al sistema aéreo, siendo diferente únicamente en que los cables desnudos sufren una transición a cables aislados. Dicha transición se realiza en la parte alta del poste y el cable aislado es alojado en el interior de ductos para bajar del poste hacia un registro o pozo y conectarse con el servicio requerido. Este tipo de sistema tiene la ventaja de eliminar una gran cantidad de conductores, favoreciendo la estética del conjunto, disminuyendo notablemente el número de fallas en el sistema de distribución y por ende aumentando la confiabilidad del mismo.

1.4. CLASIFICACIÓN DE CARGAS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Dentro de los ramales del sistema de distribución de energía eléctrica podemos encontrar tres tipos de consumidores o cargas:

- Carga Residencial
- Carga Comercial
- Carga Industrial

1.4.1. Carga Residencial: Este tipo de carga está constituido por poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de carga pequeña. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección de equipos y su dimensionamiento. En nuestro país el porcentaje de consumo de este sector corresponde al 34%.

1.4.2. Carga Comercial: Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistema tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente

requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia. El porcentaje de consumo eléctrico para el sector comercial en Nicaragua corresponde al 31%.

1.4.3. Carga Industrial: Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diésel. En Nicaragua este sector presenta un porcentaje de consumo del 20%.

Habiendo dado a conocer el porcentaje de consumo de cada uno de los sectores consumidores o cargas más consideradas y conocidas dentro del sistema de distribución de energía eléctrica de Nicaragua, podemos tomar en cuenta un pequeño consumidor que avanza a gran escala, nos referimos al sistema de distribución eléctrica rural al cual podemos denominar como carga rural y que hasta hoy en día presenta un porcentaje de consumo de 15%.

1.4.4. Carga rural: Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de sistemas eléctricos. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, el costo del kW/h consumido es elevado. En muchos casos es justificado, desde el punto de vista económico, la generación local, en una fase inicial, y solo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande de distribución de energía eléctrica.

1.5. ÁMBITO GEOGRÁFICO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Respecto al ámbito geográfico los sistemas de distribución eléctrica están divididos en tres zonas:

- Zonas Rurales
- Zonas Urbanas
- Zonas Aisladas

1.5.1. Zonas Rurales: Constituidas por pequeños núcleos de población en edificación continua o edificación discontinua. En estas zonas existen grandes distancias entre núcleos de población y la densidad de carga es baja.

1.5.2. Zonas Urbanas: Constituidas por un núcleo de población en edificación continua en su casco urbano pudiendo tener en el centro varias alturas. La densidad de carga en estos casos es alta. Las zonas urbanas pueden a su vez subdividirse en grandes y pequeños núcleos urbanos.

1.5.3. Zonas Aisladas: Son las zonas no integradas al Sistema Interconectado Nacional.

La protección principal de las redes de media tensión estará confiada al interruptor automático de cabecera de línea. En redes aéreas, urbanas y rurales, el interruptor de cabecera estará dotado de reenganche automático con posibilidad de ciclo.

En redes aéreas, rurales o mixtas podrán instalarse seccionadores sólidos intermedios, en aquellos casos en que bien por segmentación de mercado o bien por longitud de línea se justifique.

En los puntos de la red en los que se prevea una potencia de cortocircuito superior a la capacidad del fusible de expulsión, se instalará asociado con fusibles de alto poder de corte.

1.6. SURGIMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA

Al iniciar la década de los 90, Nicaragua contaba con una capacidad instalada nominal de generación de energía eléctrica de 380.8 MW. El 53.3% de dicha capacidad instalada, equivalente a 203 MW, correspondía a capacidad de generación basada en la combustión de hidrocarburos de oil y diésel, el 28.3%, equivalente a 107.8 MW, correspondía a capacidad de generación hidroeléctrica, y el 18.4% restante, equivalente a 70 MW, correspondía a capacidad de generación geotérmica.

La demanda máxima de energía se situó en 330 MW en la primera mitad de los 90, de manera que cualquier desperfecto, salida de operación de alguna planta generadora por mantenimiento o lluvias fueran insuficientes para hacer funcionar a plena capacidad las plantas hidroeléctricas, daban lugar a fuertes racionamientos y apagones.

La actividad empresarial relativa a la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica era monopolio de una sola entidad estatal, el INE, que al mismo tiempo ejercía el papel de ente rector sectorial. Creado en 1979, el INE tenía estatus de ministerio y era un monopolio estatal integrado verticalmente, responsable de la planificación, la regulación, la elaboración de políticas, el desarrollo y el funcionamiento de los recursos energéticos del país.

En 1994, el BID aprobó un programa de inversión económica que permitió apoyar la reestructuración del Instituto Nicaragüense de Energía, que solía desempeñar las funciones de planificación y operación para los sectores de electricidad e hidrocarburos. Las funciones operativas de generación, transmisión y distribución de electricidad quedaron transferidas a una compañía recién creada, la ENEL.

La generación de energía eléctrica en base a la combustión de hidrocarburos pudo haber aparecido como relativamente barata en la década de los 90, cuando los precios del petróleo se mantuvieron cercanos a los US\$ 20 por barril, pero ciertamente comenzaron a hacer estragos en la economía y en los usuarios

cuando este precio supero la barrera de los US\$ 40 por barril a inicios de 2004, y alcanzo casi US\$ 147 por barril a mediados de 2008.

1.7. PÉRDIDAS EN EL ÁREA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE NICARAGUA

En Nicaragua las mayores pérdidas de energía se producen en el sistema de distribución eléctrica. El 28 por ciento de la energía generada se pierde en la distribución, debido a las conexiones ilegales y a la obsolescencia de la red de distribución eléctrica. Las pérdidas de distribución son casi el doble del promedio centroamericano de 15.5 por ciento, y no se ha verificado una reducción significativa de las mismas desde que la distribución fue privatizada.

Estas pérdidas tienen un costo considerable para el país. Significan además que poco menos de un tercio de los recursos utilizados para cubrir la factura de importación de hidrocarburos que se utilizan para la generación de energía, se pierde. Significa que, aunque se utilizase a plenitud la capacidad instalada de generación, la energía realmente disponible será 28% menor que la generada.

El país vería incrementarse de manera importante su capacidad efectiva de generación de energía automáticamente, si estas pérdidas se redujesen significativamente. Una parte del costo de estas pérdidas, equivalente al 13% del valor de la energía generada, se traslada a los usuarios a través de la tarifa. Las pérdidas financieras que sufren las Empresas Distribuidoras como resultado de las pérdidas de energía, pueden medirse por la diferencia entre lo que Disnorte-Dissur paga a las empresas generadoras de electricidad, y lo que logra recuperar a través de las facturas que cobra a los consumidores del servicio eléctrico.

1.8. RESUMEN DEL CAPÍTULO

En este capítulo hablamos sobre las características de los sistemas de distribución eléctrica. Al introducirnos en este capítulo conocimos los componentes de un sistema de distribución eléctrica al igual que la definición y concepto de cada uno de sus componentes que están comprendidos desde la subestación de distribución hasta las acometidas de los consumidores o clientes. También hablamos de los tipos de líneas o redes de distribución eléctrica según su construcción: aéreas, subterráneas y mixtas, según la conveniencia y disposición del lugar donde estas estarán ubicadas. En este capítulo se hace referencia a los tipos de cargas y su clasificación por cantidad de consumo energético, refiriéndonos a la carga residencial, comercial, industrial y por medio de investigaciones nos dimos cuenta de una cuarta carga q contiene un menor porcentaje de consumo en el país pero que poco a poco presenta incremento en su nivel de consumo, nos referimos a la carga demandada por el sector rural. De la misma manera estudiamos la topología de las redes según su ámbito geográfico encontrando tres zonas de suma importancia a tomarse en cuenta al momento del diseño y la construcción de la línea de distribución eléctrica, las cuales son: las zonas rurales, urbanas y aisladas, definidas debidamente.

A manera de brindarles conocimientos actuales en este capítulo también hablamos del surgimiento del sector eléctrico en Nicaragua, la capacidad nominal instalada de generación del país, la demanda máxima en el sector eléctrico y programas internacionales que respalda este sector. De la misma manera hablamos de las pérdidas en el sector eléctrico del país, problemática a la cual hay que brindarle una respuesta y una solución inmediata.

CAPÍTULO 2

SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICAS

En este capítulo hablaremos sobre la temática de los sistemas de protección, desde el punto de vista de su aporte a la estabilidad transitoria, estabilidad de frecuencia y continuidad del servicio en los sistemas eléctricos de distribución.

2.1. DEFINICIÓN

El objetivo de los sistemas de protección es remover del servicio lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de distribución eléctrico que comienza a operar en forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño causado a los equipos de distribución y sacar de servicio el equipo en falta lo más rápido posible para mantener la integridad y estabilidad del sistema de distribución.

Dado que la estabilidad transitoria está relacionada con la habilidad que tiene el sistema de protección del sistema de distribución de energía eléctrica para mantener la continuidad en servicio eléctrico cuando está sometido a grandes perturbaciones e interrupciones por fallas, el comportamiento satisfactorio de los sistemas de protección es importante para asegurar la estabilidad del mismo.

2.2. CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características:

2.2.1. Sensibilidad

Detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.

2.2.2. Selectividad

Detectar un determinado tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del sistema de potencia y no operar ante otro tipo de anomalía o ante anomalías en otros equipos.

2.2.3. Rapidez

Limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.

2.2.4. Confiabilidad

Probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.

2.2.4.1. Confianza: Probabilidad de que la protección opere correctamente, o sea que opere cuando corresponde que lo haga.

2.2.4.2. Seguridad: Probabilidad de que la protección no opere incorrectamente, habiendo o no falta o condición anormal en el sistema eléctrico de distribución, o sea que no opere cuando no corresponde que lo haga.

2.3. CARACTERÍSTICAS DESEADAS QUE APORTAN LAS PROTECCIONES AL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Las protecciones aportan las siguientes características deseables en un sistema eléctrico de distribución:

2.3.1. Disponibilidad - Porcentaje del tiempo estipulado, en que el equipo o parte del sistema de distribución está disponible para ser operado o utilizado.

2.3.2. Confiabilidad - Probabilidad de que un equipo o sistema pueda operar sin fallas durante un tiempo estipulado.

2.3.3. Estabilidad - Capacidad de recuperar un estado estable de operación, caracterizado por la operación continua en el sistema de distribución eléctrico, luego de una perturbación.

2.4. PROTECCIONES PRINCIPALES Y PROTECCIONES DE RESPALDO

Hay dos razones por la cual se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia. La primera es para asegurar que en caso que la protección principal falle en despejar una falta, la protección de respaldo lo haga. La segunda es para proteger aquellas partes del sistema de distribución que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida.

La necesidad de respaldo remoto, respaldo local o falla interruptor dependen de la consecuencia de esa falta para el sistema de distribución.

2.4.1. Respaldo Remoto: Las protecciones de respaldo remoto se ubican en las estaciones adyacentes o remotas.

2.4.2. Respaldo local y falla interruptor: El respaldo local está ubicado en la misma estación.

El objetivo de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falta no despejada en el sistema. Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las faltas que ocurren dentro de su zona de protección.

- Detectar cualquier elemento en falla de la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo de la mínima de cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falla.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

2.5. APLICACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICOS

Considerando que cualquier elemento puede fallar, es inimaginable poner en funcionamiento un sistema eléctrico de distribución, sin que tenga una protección adecuada. Las condiciones anormales originan, cambios en magnitudes de voltaje, corriente y frecuencia, respecto a los valores permisibles. Así, los cortocircuitos encierran un considerable aumento de la corriente, al igual que una gran caída de tensión.

Las altas corrientes se asocian con dos problemas en las líneas y aparatos que deben soportarlas: El primero corresponde a los esfuerzos dinámicos producidos por las fuerzas magnéticas y el otro a los sobrecalentamientos producidos por la disipación de energía.

La protección es un seguro de vida que se compra para el sistema eléctrico de distribución.

Un proceso de protección puede resumirse en tres etapas:

- Detectar corrientes y/o tensiones. (Medición)

- Analizar si esos valores son o no perjudiciales al sistema de distribución eléctrico. (Lógica)
- Si son perjudiciales, desconectar la parte de la falla en el menor tiempo posible. (Acción)

2.6. TIPOS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

En los sistemas de distribución eléctrica podemos encontrarnos a menudo con algunos tipos de fallas comunes q afectan la calidad y la continuidad del servicio eléctrico, tales como:

- Fallas transitorias
- Falla permanente o franca
- Cortocircuitos
- Sobrecargas
- Sobre tensiones
- Interrupciones
- Black-Out (Apagón)

2.6.1. Falla transitoria: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos.

2.6.2. Falla Permanente o Franca: Suspensiones del servicio por tiempo indefinido, siempre están presentes en el sistema y no se pueden despejar hasta encontrar el problema exacto de la misma.

2.6.3. Cortocircuito: Se conoce como cortocircuito al defecto provocado por un contacto entre conductores o entre un conductor y tierra.

Nota: Los tipos de fallas antes mencionadas se diferencian entre sí, de manera que la fallas transitorias ocurren por un lapso de tiempo conocido y pueden despejarse de manera rápida retornando el servicio eléctrico a un estado

normal de funcionamiento, cuando la falla sobrepasa del tiempo conocido se convierte en una falla permanente o franca la cual solo podrá despejarse sondeando el circuito donde ocurrió la anormalidad, encontrar la localización o causa exacta de la falla y darle pronto mantenimiento para poder despejarla y reestablecer el servicio eléctrico a los consumidores del mismo, las fallas por cortocircuitos se ven afectadas por factores ajenos al sistema tales como ramas de árboles impactando en las líneas eléctricas, la fuerza que el viento ejerce sobre los cables energizados o la ruptura de los conductores.

2.6.4. Sobrecarga: Se entiende por sobrecarga el exceso de intensidad en un circuito, debido a un efecto de aislamiento, o bien a una avería o demanda excesiva de carga de la máquina conectada a un motor eléctrico. La sobrecarga debe de protegerse ya que pueden dar lugar a la destrucción total de los aislamientos de una red, de un motor o de cualquier otro aparato eléctrico conectado a ella. Una sobrecarga no protegida degenera siempre en un cortocircuito.

2.6.5. Sobretensión: Tienen su origen en las variaciones de carga en una red, maniobras de desconexión de un interruptor, formación o cese de un fallo a tierra, corte de alimentación a un transformador en vacío, puesta en servicio de línea aérea o subterránea, etc.

2.6.6. Interrupción: Una interrupción es un evento durante el cual el voltaje, en el punto de conexión del cliente, cae a cero y no retorna a sus valores normales automáticamente.

2.6.7. Black-Out (Apagón): La suspensión total de electricidad o apagón eléctrico.

2.7. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los elementos de protección están presentes en todos los niveles de tensión del sistema eléctrico de distribución, unos más especializados que otros dependiendo de la aplicación. Entre las protecciones de mayor implementación en sistemas eléctricos de distribución, cuyo fin es la liberación de fallas por medio de la apertura de circuitos, son:

- Relés
- Interruptores
- Re-conectores
- Seccionadores
- Fusibles

La instalación y correcto funcionamiento de estos elementos en la red es de suma importancia, ya que gracias a ello se podrá garantizar la continuidad del servicio eléctrico con un mínimo de interrupciones y con parámetros de calidad bastante aceptables ante los clientes y/o consumidores de este servicio.

A continuación hablaremos un poco de los elementos antes mencionados,

2.7.1. Relés:

- Relés electromecánicos
- Relés estáticos
- Relés digitales y relés numéricos

2.7.1.1. Relés electromecánicos: Estos fueron las formas iniciales de relés de protección que se utilizaron en los sistemas de potencia. Funcionan con el principio de la fuerza mecánica que causa la operación de un contacto en respuesta a un estímulo. La fuerza mecánica se genera a través del flujo de corriente en uno o más devanados de una o varias bobinas, de ahí el nombre electromecánico.

2.7.1.2. Relés estáticos: El término estático se refiere a que el relé no tiene partes móviles. No es estrictamente el caso para un relé estático ya que los contactos de salida son generalmente relés mecánicos. En un relé de protección el término estático se refiere a que el relé no utiliza partes móviles para crear la característica del relé.

Su diseño está basado en el uso de elementos electrónicos análogos en vez de bobinas e imanes para crear la característica del relé. Las primeras versiones utilizaron elementos discretos como transistores y diodos en conjunto con resistencias, condensadores, inductores, etc., pero los avances de la electrónica permitieron el uso de circuitos integrados lineales y digitales en las versiones posteriores para el procesamiento de las señales e implementación de funciones lógicas.

2.7.1.3. Relés digitales y relés numéricos: Los relés digitales introdujeron un cambio importante de tecnología. Los circuitos análogos utilizados en los relés estáticos, fueron remplazados por microprocesadores y micro-controladores, para implementar las funciones de los relés.

Comparados con los relés estáticos, los relés digitales utilizan conversión analógica/digital (A/D) de todas las variables análogas medidas.

Los relés numéricos son desarrollos de los relés digitales como resultado del avance de la tecnología. Típicamente utilizan un procesador de señal digital (DSP), acompañado de un software asociado.

La continua reducción en el costo de los microprocesadores y de los elementos digitales asociados, lleva naturalmente a que un solo equipo es utilizado para proveer un rango de funciones que anteriormente eran implementadas por equipos separados.

2.7.2. Interruptores: Son dispositivos que permiten conectar o desconectar con carga un alimentador primario de distribución, son instalados en poste o estructura en juegos de tres interruptores, son operados en grupo con mecanismo recíproco de operación manual.

Dentro de la familia de los interruptores podemos encontrar algunos tipos de interruptores, tales como:

- Interruptor de cabecera
- Interruptor de media línea mono-polar
- Interruptor de media línea tri-polar

2.7.2.1. Interruptor de Cabecera: Elemento de protección y maniobra capaz de abrir y cerrar sobrecorrientes de cortocircuito, que opera sobre la base de relés de apertura ajustables, protegiendo a la línea contra cortocircuitos y sobrecargas, y se sitúa en cabecera de línea (Subestación). Tiene la función de reenganche automático, y está preparado para telecontrol.

2.7.2.2. Interruptor de media línea Monopolar: Elemento o equipo eléctrico que opera (Abre-Cierra) una sola fase en las redes eléctricas de media tensión.

2.7.2.3. Interruptor de media línea Tripolar: Elemento o equipo eléctrico que opera (Abre-Cierra) tres fase en las redes eléctricas de media tensión.

A parte de los interruptores antes mencionados, encontramos uno más quizás el interruptor que brinda mayor confianza y seguridad en las líneas de distribución por su selectividad, sensibilidad y rapidez al momento de darle solución a las fallas y situaciones anormales en el sistema eléctrico de distribución.

2.7.2.4. Interruptor Telecontrolado - ITC: Elemento de maniobra que permite la apertura de su intensidad nominal y tiene capacidad de cierre sobre cortocircuito. Su operación puede ser mediante pértiga, palanca o por accionamiento eléctrico. Dicho interruptor Adicionalmente va equipado con detección de paso de falta y puede ser maniobrado por telecontrol desde el C.O.R. (Centro de Operaciones de la Red).

Hablaremos y estudiaremos detalladamente el Interruptor Telecontrolado en el capítulo 3.

2.7.3. Re-conectador: Es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobre corriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para re-energizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el re-conectador abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones, de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.

La tarea principal de un re-conectador entonces, es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente que se encuentre instalado aguas abajo de la posición del re-conectador, si esta falla es de carácter permanente.

El mecanismo del re-conectador ejecuta las operaciones de apertura y cierre de los contactos del interruptor al vacío en respuesta a las señales recibidas del control electrónico. La apertura de los contactos se inicia cuando se envía una señal eléctrica al solenoide de disparo, el cual desplaza la traba basculante para soltar los resortes de disparo cargados. El cierre de los contactos se inicia cuando se envía una señal eléctrica a un solenoide giratorio, el cual cierra el contactor de la bobina de cierre por medios mecánicos para energizar la bobina de cierre de alto voltaje, la cual cierra los interruptores al vacío y carga los resortes de disparo.

2.7.4. Fusible: Son elementos que no necesitan dispositivos adicionales para su correcto funcionamiento como transformadores de corriente (TC's); son elementos que ofrecen protección, de acuerdo a una banda de característica inversa de tiempo contra corriente. Ante una falla en el sistema de distribución, estos elementos actúan solamente una vez por expulsión o fundición; el tiempo de disparo está dado por la característica del fusible, los parámetros con los que ha sido programado y la magnitud de la corriente de falla.

2.7.5. Seccionador: Son elementos que no están diseñados para interrumpir corrientes de cortocircuito ya que su función es el de abrir circuitos en forma automática después de cortar y responder a un número predeterminado de impulsos de corriente de igual a mayor valor que una magnitud previamente determinada, abren cuando el alimentador primario de distribución queda desenergizado, tratándose de la desconexión de cargas se puede hacer de forma manual.

En cierto modo el seccionador permite aislar sectores del sistema de distribución llevando un conteo de las operaciones de sobrecorrientes del dispositivo de respaldo.

Es importante hacer notar que debido a que interrumpe corrientes de corto circuito, no tienen una curva característica de tiempo-corriente por lo que no intervienen en la coordinación de protecciones, pudiéndose instalar entre dos dispositivos de protección.

Por su principio de operación el medio aislante de interrupción puede ser aire, aceite o vacío y en cuanto al control es similar al caso de los restauradores o sea puede ser hidráulico, electrónico o electromecánico.

Por lo general el registro de las sobretensiones se efectúa cuando la corriente a través del seccionador cae bajo de un valor de alrededor del 40 % de la corriente mínima con que se activa al seccionador.

Podemos también tomar en cuenta el Auto-seccionador como un seccionador con la diferencia que a este tipo de seccionador se puede maniobrar bajo tensión y permite una respuesta más rápida que los seccionadores normales ante las fallas presentadas en el sistema eléctrico de distribución.

2.7.5.1. Auto-seccionador: Es un equipo de apertura automática de circuito que, empleado junto con equipos de protección de respaldo, aísla de forma automática, secciones de línea con fallas permanentes.

Detecta una corriente por encima de un valor preseleccionado y cuando el equipo de protección situado aguas arriba actúa, este cuenta las interrupciones de paso de intensidad.

El auto-seccionar será programable para abrir después de 1, 2 o 3 conteos. La apertura de la línea se efectuara durante el intervalo de apertura del equipo de protección de respaldo. El tiempo de reseteo de conteos programable será de 10 a 180 segundos.

El auto-seccionador estará debidamente protegido contra aperturas inapropiadas debido a corrientes de conexión o fallas producidas más allá de elementos de protección situados aguas arriba.

Además de la apertura automática, la maniobra del aparato se podrá realizar manualmente mediante pértiga.

2.8. PROTECCIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Se mencionó anteriormente que los relés dependen de la variable del sistema de distribución a la cual respondan, como corriente, voltaje, frecuencia, etc.

Por lo tanto, podemos encontrar protecciones de diferentes tipos como son:

- Sobrecorriente (corriente)
- Sobre o bajo voltaje (voltaje)
- Sobrecorriente direccional (corriente, voltaje)
- Diferencial de transformador o diferencial de barra (corriente)
- Distancia (corriente, voltaje)
- Baja frecuencia (frecuencia, voltaje)

2.8.1. Protección de sobrecorriente: Es la protección que responde cuando la corriente que circula por él supera un valor establecido.

2.8.2. Protección de sobre o bajo voltaje: Es la protección que responde cuando la tensión aplicada a él está por encima o por debajo de un valor establecido. Al relé de bajo voltaje se le conoce también como relé de sub-tensión.

2.8.3. Protección de sobrecorriente direccional: Se utiliza cuando la corriente puede fluir en ambas direcciones y se necesita que la protección opere en un sentido en particular (hacia delante o hacia atrás). Es básicamente una protección de sobrecorriente en la que además de tener entradas de corrientes también tiene entradas de voltajes y dependiendo del ángulo formado entre las corrientes y los voltajes, la protección detecta el sentido de flujo de la corriente. Se utilizan en redes en anillo o en líneas paralelas.

2.8.4. Protección diferencial del transformador: Una protección diferencial es aquella que opera cuando la diferencia fasorial de dos o más cantidades eléctricas excede un valor predeterminado. Por lo tanto podemos encontrar protección diferencial de transformador, de barras, de línea, de generador, entre otros. La protección diferencial de transformador opera con las corrientes de cada devanado del transformador de potencia.

2.8.5. Protección distancia: Al igual que la protección de sobrecorriente direccional, la protección distancia se utiliza para proteger líneas en redes en anillo, con la ventaja principal de que la zona de protección es

virtualmente independiente de las variaciones de la fuente (condiciones de generación).

2.8.6. Protección de baja frecuencia: La protección de baja frecuencia opera cuando la frecuencia del sistema está por debajo de un valor establecido durante determinado tiempo. Los eventos de baja frecuencia ocurren cuando en el sistema de potencia no se cumple el equilibrio generación = carga debido a salidas intempestivas de equipos de generación o debido a disparos de líneas de transmisión.

2.9. RESUMEN DEL CAPÍTULO

En este capítulo nos referimos principalmente a la temática de los sistemas de protección, desde el punto de vista de su aporte a la estabilidad transitoria, estabilidad de frecuencia y continuidad en los sistemas distribución eléctrica.

También definimos el concepto propio de lo que es un sistema de protección, sus características generales y la importancia que este tiene en los sistemas de distribución de energía eléctrica, hablamos de los tipos de fallas existentes más comunes en el sistema de distribución eléctrico y de la misma manera se dieron a conocer los elementos de protección más comunes en el sistema distribución eléctrico de Nicaragua.

CAPÍTULO 3

INTERRUPTORES TELECONTROLADOS - ITC

3.1. DEFINICIÓN

Bajo esta definición se designan los interruptores-seccionadores de corte y aislamiento en atmósfera envolvente, especialmente diseñados para el telemando de las redes aéreas de distribución.

Su instalación es exterior, con posibilidad de colocación sobre apoyo metálico de celosía o sobre apoyo de hormigón armado. Sus características eléctricas le permiten abrir bajo carga un circuito de MT, y establecer la conveniente distancia de seccionamiento. Permite el cierre sobre corrientes de cortocircuito.

El interruptor-seccionador viene equipado con una unidad de control electrónica que permite la maniobra de forma eléctrica motorizada, también cuenta con un sistema de protección reconectado. La unidad de control también permite el control de estado de los elementos del interruptor.

Con el añadido de una unidad de transmisión vía radio, se puede realizar la maniobra remota, permitiendo el control total del aparato desde el Despacho Central de Distribución o Centro de Operación de la Red (COR).

Se entiende por ITC (Interruptor Telecontrolado) al conjunto formado por un interruptor, el correspondiente equipo de mando general de maniobra, eléctrico y manual, teletransmisión de mando y señales, transformador de alimentación al equipo, herrajes de sujeción, protecciones por media tensión, la instalación de toma de tierra y los accesorios necesarios para su correcta instalación.

3.1.1. Re-conectador

El re-conectador es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobre corriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para re-energizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el re-conectador abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones, de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.

La tarea principal de un re-conectador entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente que se encuentre instalado aguas abajo de la posición del re-conectador, si esta falla es de carácter permanente.

El mecanismo del re-conectador ejecuta las operaciones de apertura y cierre de los contactos del interruptor al vacío en respuesta a las señales recibidas del control electrónico. La apertura de los contactos se inicia cuando se envía una señal eléctrica al solenoide de disparo, el cual desplaza la traba basculante para soltar los resortes de disparo cargados. El cierre de los contactos se inicia cuando se envía una señal eléctrica a un solenoide giratorio, el cual cierra el contactor de la bobina de cierre por medios mecánicos para energizar la bobina de cierre de alto voltaje, la cual cierra los interruptores al vacío y carga los resortes de disparo.

3.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL INTERRUPTOR TELECONTROLADO

La construcción de los Interruptores debe ser fuerte y sólida, capaz de resistir tanto los esfuerzos dinámicos de una intensidad de falta elevada, como las tensiones originadas en el momento del cierre, y estarán de acuerdo con las normas ANSI C 37.71. La extinción del arco se producirá dentro de cámaras de corte en vacío o SF₆, no admitiéndose por tanto el corte al aire. Las cámaras de

corte estarán aisladas mediante encapsulado polimérico que garantice los niveles de aislamiento especificados.

La detección de paso de falta se hará mediante tres transformadores de intensidad, que estarán dentro del propio interruptor. El fabricante indicará la relación de transformación, que asegurará la detección segura de las faltas de acuerdo a los rangos de intensidad programables especificados.

El equipo comprende el montaje completo del interruptor sobre un herraje para fijación al apoyo, incluyendo seis pararrayos, cuyas características serán las fijadas en la especificación SP 61001XX. (XX la versión de la especificación) y el transformador MT/BT monofásico para alimentación del motor y armario de control.

Fijación universal al apoyo, pudiendo ser éste de sección circular, octogonal o cuadrada, mediante dos tornillos de 5/8", prevista para separación vertical entre ambos tornillos de 406 mm. (16") y/o 457,2 mm. (18")

La apertura y cierre del interruptor se podrá efectuar como sigue:

Mediante pértiga, accionado la palanca o anilla situada en el exterior de la caja del mando. La posición abierta del interruptor mediante accionamiento por pértiga supondrá automáticamente, el enclavamiento del mando eléctrico local y del mando a distancia. Como medida adicional de seguridad en esta posición existirá la posibilidad de bloquear el dispositivo, de accionamiento mediante candado o similar.

Mediante mando eléctrico desde el armario de control:

A distancia por telemando,

Las piezas presentarán unas características de diseño y fabricación que eviten la emisión de efluvios y perturbaciones radioeléctricas para niveles de tensión nominal de líneas.

3.3. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL INTERRUPTOR TELECONTROLADO

Las características eléctricas que deben satisfacer estos interruptores, son las que se indican en la siguiente tabla

Intensidad de corta duración (kA)(1 s)		12,5	12,5	12,5
Línea de fuga (metal-metal) (mm)	Terminal-terminal	≥ 396	≥ 747	≥ 1035
	Terminal-Tierra	≥ 330	≥ 622	≥ 862
Nivel aislamiento básico (kV) onda 1,2x50 10 ⁻⁶ s	Polos a tierra	95	125	150
	Distancia de seccionamiento	110	145	150
Nivel de aislamiento frente a tensión de frecuencia industrial	En seco (1 min.)	35	60	70
	Bajo lluvia (10 s)	38	50	60
	Distancia seccionamiento	50	60	70

Tabla 1 – Características de corriente del ITC.

TENSIÓN ENTRE FASES (kV)		13,2	24,9	34,5
Tensión máxima asignada (kV)		15,5	27	38
Intensidad nominal (A)		400/600	400	400
Frecuencia (Hz)		50/60		
Poder de corte (A)		400/600	400	400
Poder de cierre sobre cortocircuito valor de cresta (kA)		31,5	31,5	31,5
Detección de paso de falta rango mínimo programable (A)	Fases (pasos 50 A)	100 A a 800 A		
	Tierra (pasos 1 A)	5 A a 30 A		

Tabla 2 – Características de tensión del ITC.

Módulo Auto-seccionador

El Interruptor-Auto-seccionador además incorpora un sistema de apertura automática, que en coordinación con equipos de reenganche, permite aislar secciones de líneas con fallas permanentes.

El módulo Auto-seccionador cuenta el número de veces que se produce una sobre intensidad en la línea por encima de unos valores preseleccionados, seguida de una apertura de la línea producida por el equipo de reenganche asociado.

El Auto-seccionador será programable para abrir después de 1, 2 ó 3 conteos. La apertura de la línea se efectuará durante el intervalo de apertura del equipo de protección de respaldo. El tiempo de reseteo de conteos programable será de 10 a 600 segundos.

El módulo auto-seccionador tendrá un sistema que permita activar o desactivar esta función.

En el caso del interruptor-seccionador estará previsto el espacio y diseño adecuados para añadir opcionalmente esta función de auto-seccionador.

3.4. ACCESORIOS DEL INTERRUPTOR TELECONTROLADO

3.4.1. Herrajes

Los herrajes para soportes del aparellaje y dispositivos asociados a los ITC se deberán construir con perfil de acero normalizado, con tratamiento de galvanizado por inmersión en caliente que se ajustará a la norma UNE 37508. Cada soporte quedará perfectamente nivelado, atornillándose a sus anclajes. La tornillería será de acero inoxidable.

3.4.2. Auto-válvula

Conforme a las recomendaciones de los fabricantes de ITC se deberán proteger mediante pararrayos tipo auto-válvula en ambos lados (alimentación y carga). Los pararrayos a utilizar deberán ser adecuados para este tipo de aplicación.

Características:

- Tecnología OZn
- Envolverte Polímero
- Servicio Exterior
- Tensión más elevada de la red, entre fases (Um) 24 kV
- Tratamiento del neutro de la red A tierra a través de resistencia
- Corriente nominal de descarga (In) 10 kA cresta
- Tensión de funcionamiento continuó (Uc) 19,5 kV
- Sobretenión temporal (TOV) 1 s, con descargas previas
- Tensión asignada (Ur) 24 kV
- Tensión residual, onda 8/20 μ s (Ures) < 73 kV cresta
- Línea de descarga, s/ IEC 99-4 cl. 1
- Nivel de polución / línea de fuga $\geq H / 25$ mm/kV (Um)

Equipadas con:

- ✓ Dispositivo de seccionamiento de red (Desconectador)
- ✓ Collarín

3.4.3. Cables de conexión a la línea de Media Tensión

La conexión del interruptor a la línea aérea, dependiendo de la marca y tipo podrá ser realizada con cable eléctrico aislado, o desnudo. Si la conexión se efectúa con cable aislado este se adaptará a la ET/5017 "CABLES UNIPOL. CONDUCT. ALUMINIO Y AISLAMIENTO SECO PARA REDES A.T. HASTA 30kV" utilizando cualquiera de las dos secciones: 95 ó 240 mm², siempre que no se merme la capacidad de la línea, siendo recomendable la sección de 95 mm² por su flexibilidad y manejo del cable.

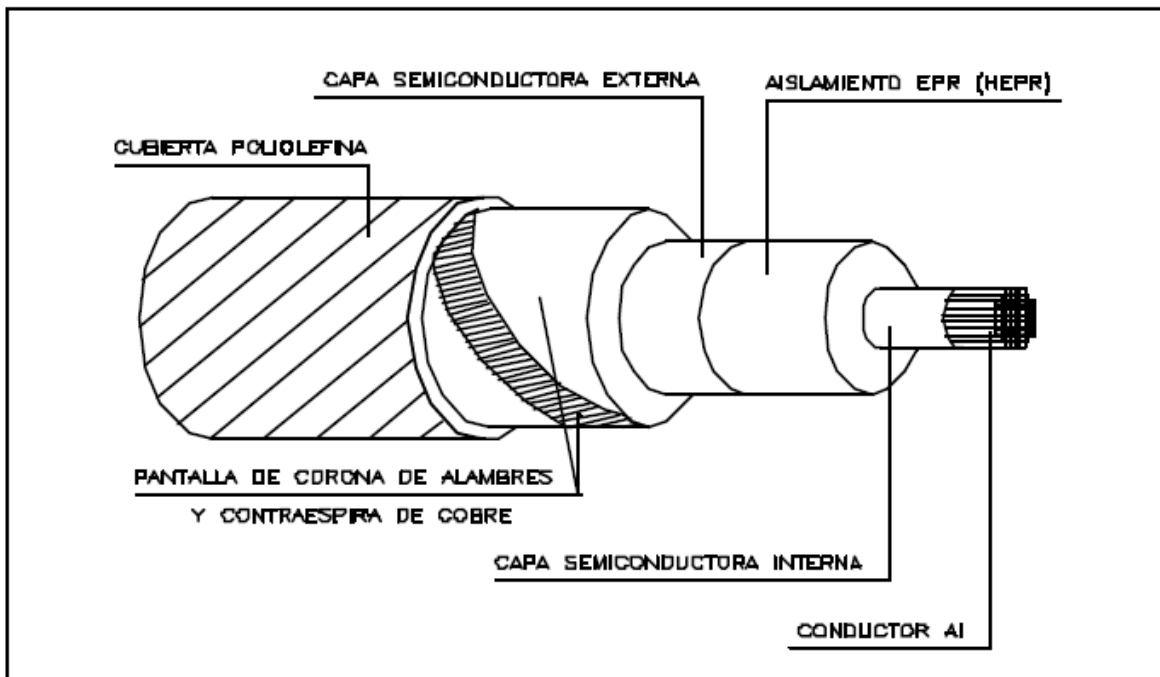


Ilustración 1 – Descripción del conductor de Aluminio.

Características constructivas

- ✓ Tensión nominal: 12/20 y 18/30 kV.
- ✓ Conductor: aluminio, sección circular, clase 2, según norma UNE 21022.
- ✓ Pantalla sobre conductor: capa de mezcla semiconductora termoestable extruida, adherida al aislamiento en toda su superficie, con un espesor mínimo de 0,5 mm, sin acción nociva sobre el conductor y el aislamiento.
- ✓ Aislamiento: etileno-propileno de alto módulo (HEPR).
- ✓ Pantalla sobre aislamiento: una capa extruida de mezcla semiconductora no metálica asociada a una corona de alambres y contra espira de cobre.
- ✓ Separador térmico: funda termoestable colocada entre los hilos de cobre de la pantalla metálica y la cubierta exterior.
- ✓ Cubierta: Será de color rojo y estará constituida por un compuesto termoplástico a base de poliolefina.

En lo referente a otras características, tales como número mínimo de alambres del conductor, diámetros mínimos y máximo de la cuerda, resistencia máxima a 20°C

(W/km), se ajustarán a los valores correspondientes que asigna la norma UNE 21022-2. Las temperaturas máximas asignadas al conductor en servicio normal y en cortocircuito (duración máxima de 5 segundos), serán de 105°C y 250°C, respectivamente y los espesores nominales del aislamiento y la cubierta, a los valores correspondientes que asigna la norma UNE-EN 60811-1-1.

Las características esenciales de este tipo de cables se indican en la siguiente tabla

TIPO constructivo	TENSION NOMINAL kV	SECC. mm ² Al	Ø EXT. mm	PESO Kg/m	RADIO MÍN. CURVATURA mm	LONGITUD NORMALIZADA ± 5% m
HEPRZ1	12/20	1x95	28,6	1,015	430	1.000
		1x240	36,9	1,635	555	
	18/30	1x95	34,6	1,355	520	1.000
		1x240	40,5	1,980	605	

Tabla 3 – Características del conductor de Aluminio.

Los terminales se adaptarán a la ET/5018 "TERMINALES PARA CABLES UNIPOLARES CON CONDUCTORES AL REDES AT HASTA 30kV" y los conectores enchufales acodados se adaptarán a la ET/5015 "CONECTADORES ENCHUFABLES AISLADOS HASTA 36kV".

Con carácter general, tendrán condiciones adecuadas para adaptarse totalmente al aislamiento del cable sobre el que se instalan, evitando oclusiones de aire que garanticen un cierre estanco, aun cuando el cable esté curvado.

En los terminales no se admitirá que el aislamiento y la cubierta estén formados por cintas o materiales cuya forma y dimensiones dependan de la habilidad del operario en la confección de los mismos. Las cintas sólo se admiten como elemento de sellado, cierre o relleno, debiendo ser de características auto soldables y anti-surco, en su caso.

La borne terminal cumplirá con la norma UNE 21021, efectuándose el engastado de las piezas metálicas mediante compresión por punzonado profundo

escalonado, y su diámetro exterior en la zona de engastado está indicado en la tabla II.

SECCION CABLE mm ²	DIAMETRO EXTERIOR Ø mm
95	20
240	32

Tabla 4 – Diámetro exterior del conductor de Aluminio en zona de engastado.

La toma de tierra del terminal o terminación será de cobre estañado para ser engastada por compresión.

Para el control de gradiente de campo sólo se admite el repartidor lineal de tensión (RTL), tal que las líneas de flujo contrarresten el campo de una manera controlada en los alrededores de la zona de corte de la pantalla semiconductora del cable.

Los materiales poliméricos de las superficies expuestas a contorneo deberán ser resistentes a la formación de caminos de carbón y a la erosión (anti-surco), debiendo cumplir con los ensayos especificados en la UNE 21361. La cubierta de los terminales de cable para exterior será resistente a la intemperie y cumplirá con el ensayo especificado en el Capítulo 8 de la norma UNE 21030.

Por último, los terminales deberán permitir un radio de curvatura igual al del cable sobre los que se instalan, de acuerdo con las Normas UNE 20435-1/UNE 20435-2.

En la ilustración 2, representativa de una terminación, la línea de fuga es la longitud, medida sobre el perfil externo, entre dos puntos A y B.

El punto A es el final del aislamiento del cable, y el punto B el final de la pantalla semiconductora sobre el aislamiento del cable. Esta longitud será indicada por el

fabricante, así como el nivel de contaminación correspondiente, debiéndose ajustar ambos a lo indicado en la publicación IEC/TR 60815.

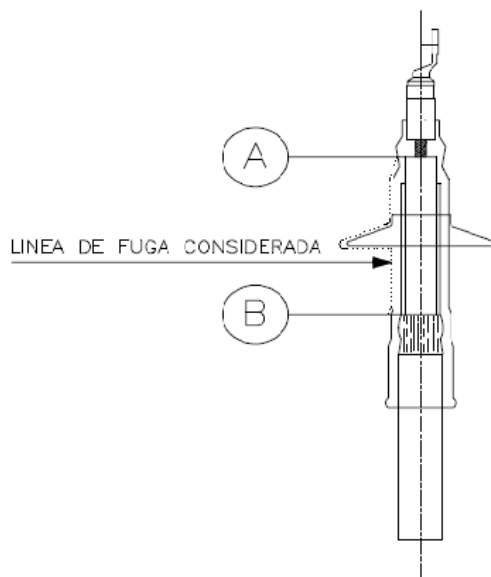


Ilustración 2 – Representación de terminación de conductor de Aluminio.

Las aletas que se coloquen para aumentar la longitud de la línea de fuga, si se trata de piezas independientes, deberán quedar perfectamente adheridas. El diámetro de las mismas será, como máximo, el diámetro exterior del cable más 100mm.

Para el tipo de cable desnudo se deberá usar el mismo de la línea y en el caso de no estar normalizado se utilizará el normalizado con una sección igual o superior al de la línea, adaptándose a la especificación técnica ET/5038 "CONDUCTORES DESNUDOS DE ALUMINIO ACERO PARA LINEAS ELECTRICAS AEREAS".

Las características de los alambres componentes en relación a su naturaleza y las condiciones a cumplir en la formación de los conductores, en cuanto a los requisitos, se seguirán las indicadas en las ya citadas Normas tanto de los componentes como de la básica de los conductores. No obstante dado la particularidad de tipos y distintas clases de los recubrimientos de protección de los elementos componentes de los conductores, nos parece importante indicar la elección particular de los mismos como sus características más relevantes.

Para los alambres de aluminio duro que se indican en la norma UNE-EN 60889:1997 se utiliza el único tipo previsto definido como AL1 (denominación antigua L)

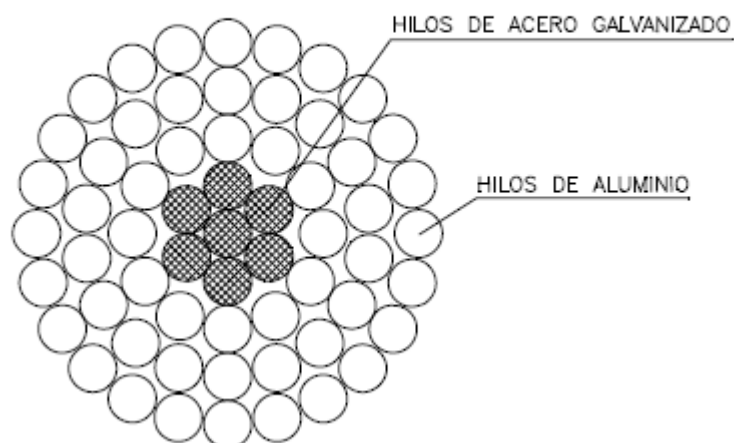


Ilustración 3 – Corte transversal de alambre de Aluminio AL1.

Es el conductor compuesto de varios alambres de aluminio del mismo diámetro nominal y de uno o varios alambres de acero galvanizado. Los alambres van cableados en capas concéntricas; todos los alambres del alma son de acero y todas las capas exteriores son de alambre de aluminio.

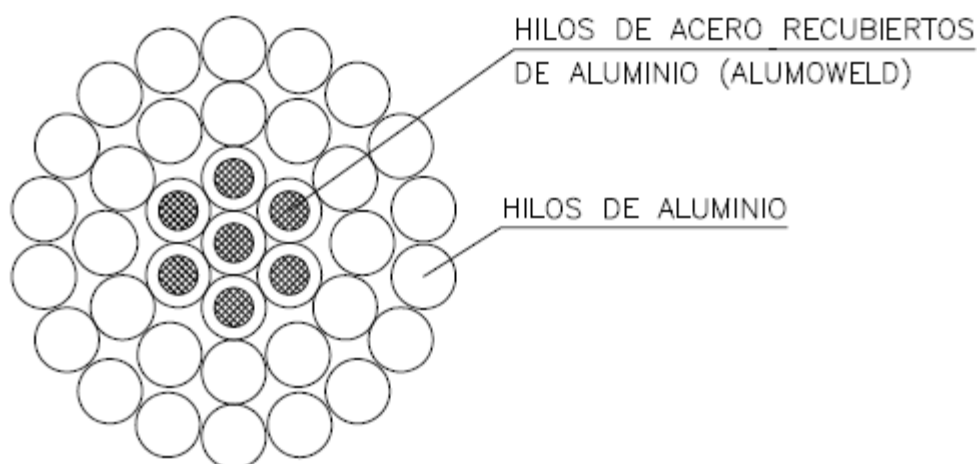


Ilustración 4 – Corte transversal de alambre de Aluminio con alma de Acero.

Es el conductor compuesto de varios alambres de aluminio del mismo diámetro nominal y de uno o varios alambres de acero recubierto de aluminio cableados en capas concéntricas. Los alambres de acero recubierto de aluminio pueden ir intercalados con los de aluminio formando capas mixtas o formando el alma del cable.

3.4.4. Cofre de control

Es un armario metálico que contendrá el conjunto de elementos que permiten realizar las maniobras de apertura y cierre eléctricamente, así como toda la señalización correspondiente y demás funciones exigidas al ITC.

El cofre dispondrá de espacio libre adicional donde alojar los equipos de telecontrol. El cofre deberá incorporar batería/s de corriente continua y rectificador-cargadora correspondiente que permitan la operatividad completa del ITC en caso de fallo de alimentación desde el transformador auxiliar de tensión.

Desde el cofre de control deben poder realizarse, mediante pulsador o conmutador, los siguientes mandos:

- ✓ Mando de apertura del interruptor-seccionador
- ✓ Mando de cierre del interruptor-seccionador
- ✓ Otros mandos (según prestaciones del fabricante)

El cofre/ dispondrá de un sistema de conmutación con 3 posiciones:

- MANUAL (Enclavado), que no permita realizar mandos eléctricos (solo con manivela o pértiga).
- LOCAL, que permita realizar mandos eléctricos desde el cofre.
- TELEMANDO, que permita realizar mandos eléctricos desde el DCD-COR.

3.4.4.1. Mando manual o local

En el caso del interruptor-seccionador con mando de accionamiento manual por palanca, la placa indicadora, orienta y señala la maniobra a realizar para dejar el interruptor en cualquiera de sus tres posiciones.

La maniobra con mando manual será prioritaria sobre cualquier otra. Para ello, la fuerza ejercida se aplicará directamente al eje del interruptor-seccionador y no sobre otro elemento eléctrico auxiliar (motor, etc.).

El mando manual deberá estar enclavado con un candado de acero inoxidable normalizado por HCDE para evitar posibles maniobras por personas ajenas.

3.4.4.2. Mando eléctrico – local

El interruptor deberá disponer, la opción de accionar el mando motorizado permitiendo la maniobra local desde el cofre de control.

3.4.4.3. Mando remoto

El interruptor tiene la opción de ser accionado desde el Despacho Central de Distribución (DCD-COR) para lo que es necesario dejar el mando manual en la posición de telemando. Este modo de mando será en el que se encuentre habitualmente el ITC.

Para el caso en que se haya de realizar trabajos en la línea, el interruptor deberá de tener un enclavamiento para poder dejarlo en la posición de abierto y enclavado.

Esquema simplificado del sistema de telecontrol.

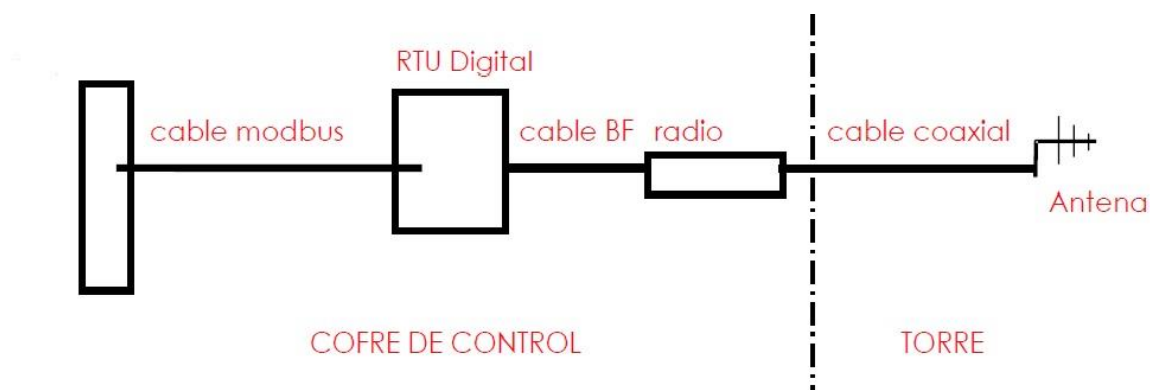


Ilustración 5 – Esquema simplificado de un sistema de telecontrol.

3.4.4.3.1. RTU (Remote Terminal Unit)

La RTU (Remote Terminal Unit) es el equipo al que llega la información del estado/valor de las entradas digitales (señales) y entradas analógicas (medidas) y remite la información vía radio al COR (Centro de Operación de la red). Asimismo, se encarga de ejecutar los mandos (salidas digitales) del ITC que se activan desde el COR.

3.4.4.3.2. Puertos de Comunicación

El controlador dentro del cofre de control cuenta con numerosos puertos de comunicación disponibles para el usuario.

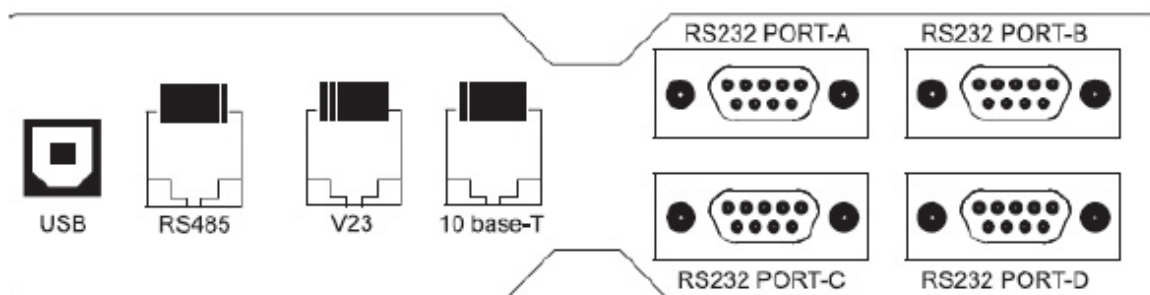


Ilustración 6 – Puertos de comunicación del controlador en el cofre de control del ITC.

No todos los puertos están disponibles para su uso al mismo tiempo. Los puertos se pueden activar/desactivar a través de WSOS. Permanentemente puertos disponibles son:

Puerto RS232 D

- 10 base T Ethernet Cualquier 3 de los 5 puertos disponibles son las siguientes:
 - Puerto RS 232 A (activada por defecto)
 - RS232 Puerto B (habilitado por defecto)
 - Puerto RS 232 C (activada por defecto)
 - RS485 (desactivado por defecto)
 - V23 FSK (desactivado por defecto)

Los puertos suelen tener tres usos:

- WSOS comunicaciones
- SCADA comunicaciones
- Comunicaciones al usuario IOEX

3.4.4.3.3. Indicaciones del cofre de control

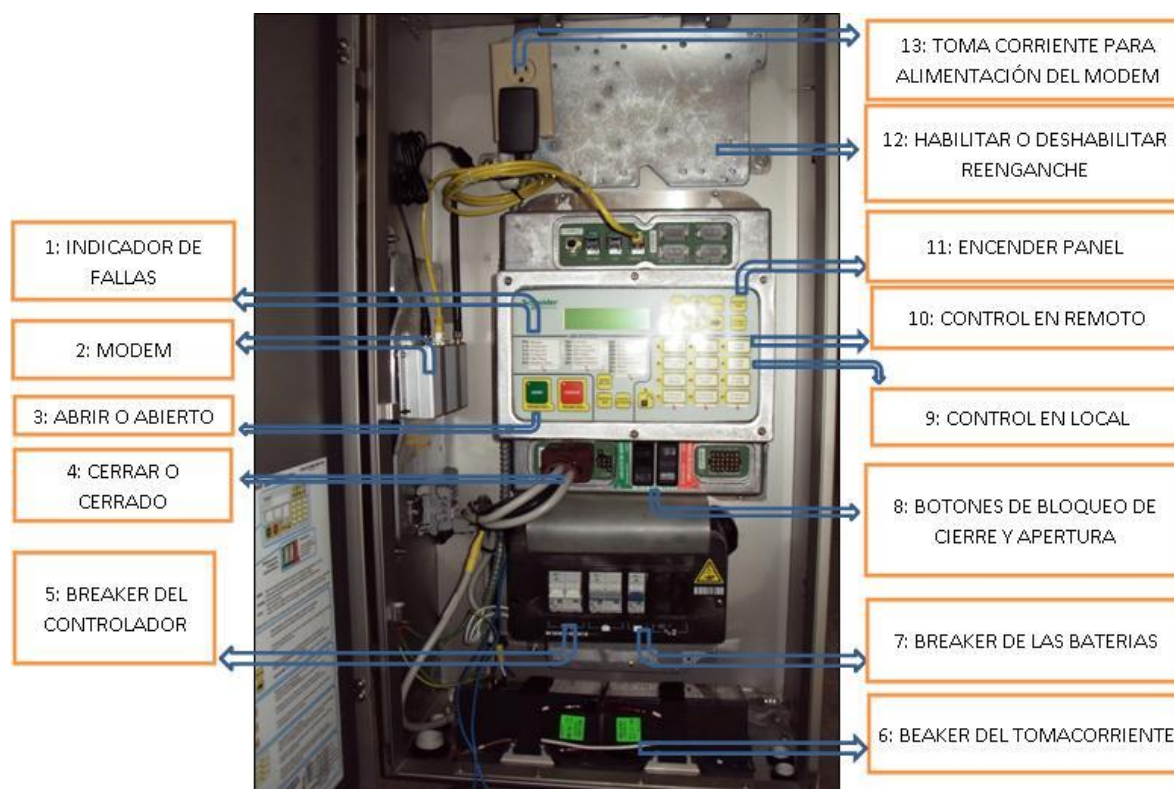


Ilustración 7 – Cofre de control del ITC.

1. Indicador de fallas: Indica en qué fase o fases se registró una falla en las líneas de distribución.
2. MODEM: Utilizado para establecer una comunicación entre SCADA y el Re-conectador, debe estar siempre encendido.
3. Abrir o Abierto: Botón de apertura manual del Re-conectador, si el LED está encendido indica que el equipo está abierto.
4. Cerrar o Cerrado: Botón de cierre manual del Re-conectador, si el LED está encendido indica que el equipo está cerrado.

IMPORTANTE: Para efectuar un cierre local es preciso que el CONTROL esté en posición LOCAL.

5. Breaker del controlador: Breaker de apagado o encendido del armario controlador "Debe estar siempre arriba".
6. Breaker del tomacorriente: Breaker de alimentación del tomacorriente al cual se conecta el "MODEM".
7. Breaker de las baterías: Breaker de alimentación en Corriente Directa por medio de baterías de respaldo.
8. Botones de Bloqueo de cierre y apertura: Estos deshabilitan la apertura o cierre tanto local como desde SCADA.
9. Control Local: Botón para habilitar la operación local del Re-conectador. si el LED está encendido indica que el control Local está habilitado.
10. Control Remoto: Botón para habilitar la operación Remota del Re-conectador (desde SCADA). Si el LED está encendido indica que el control Remoto está habilitado.

IMPORTANTE: Solamente un LED puede estar encendido a la vez, LOCAL o REMOTO. Hay alguna falla en el equipo cuando están los dos encendidos o los dos apagados.

11. Encender Panel: Luego de un tiempo de tener abierto el armario de control y no estar manipulando el equipo este se apaga por ahorro de energía, siendo necesario presionar este botón para poder encenderlo nuevamente.

12. Habilitar o deshabilitar reenganche: Botón para habilitar o deshabilitar el re-enganchador, si está encendido el re-enganchador está en servicio, si está apagado el re-enganchador está fuera de servicio.
13. Toma de corriente para la alimentación del Modem: Tomacorriente para alimentación en corriente alterna del modem de comunicaciones.

3.5. INTERRUPTORES MONOFÁSICO

- Re conector automático dieléctrico sólido Monofásico.
- Optimizado para automatización, control remoto y monitoreo.
- Interruptor de vacío, CT y CVT contenidos en un borne epóxico, montado sobre un tanque de acero inoxidable.
- Última Tecnología en dieléctricos sólidos, interrupción en vacío y microelectrónica.
- Aspectos ambientales mejorados, no usa gas o aceite.

3.5.1. Especificaciones

- Voltaje Sistema 24 kV.
- Voltaje nominal fase a tierra 21 kV.
- Corriente de falla 6 kA.
- Nivel de aislamiento 125 kV.
- Corriente continua 400 A.
- Temperatura ambiente -30 a 50°C.
- Mecanismo encerrado en un tanque de acero inoxidable grado 316.
- Gabinete de control montado para fácil acceso.
- Actuador de cierre y apertura controlado desde el gabinete de control.
- Diseño seguro y de fácil instalación.
- Indicador externo y claramente visible.
- Incluye palanca de operación Trip & Lockout.

Está equipado con equipos para protección:

- Sobrecorriente de fase
- Falla a Tierra
- Falla Sensible a Tierra
- Secuencia de Fase Negativa
- Baja/Sobre Frecuencia
- Baja/Sobre Tensión
- Bloqueo Direccional
- Protección direccional

3.6 INTERRUPTORES TRIFÁSICOS

- Re-conectador Automático dieléctrico sólido.
- Optimizado para automatización, control y monitoreo remoto.
- Interruptores de vacío, CTs y CVTs contenidos en polos epóxidos, montado sobre un tanque de acero inoxidable.
- Última Tecnología en sólidos Dieléctricos, interrupción en vacío y microelectrónica.
- Aspectos ambientales mejorados, no usa gas o aceite.
- Medida de voltaje y corriente en las 3 fases.

3.6.1. Especificaciones

- Voltaje Sistema 27 kV.
- Corriente de falla 12.5 kA.
- Nivel de aislamiento 125 kV
- Corriente continua 630 A
- Temperatura ambiente -30 to 50°C
- Material – Acero Inoxidable Grado 316
- Interrupción - Vacío
- Aislamiento - Sólido dieléctrico
- Comando – Actuador Magnético
- Comando Manual – Apertura bajo Pértiga

Está equipado con dispositivos para protección:

- Sobrecorriente de fase
- Falla a Tierra
- Falla Sensible a Tierra
- Secuencia de Fase Negativa
- Baja/Sobre Frecuencia
- Baja/Sobre Tensión
- Bloqueo Direccional
- Protección direccional
- Pérdida de Fase

3.7. RESUMEN DEL CAPÍTULO

En este capítulo estudiamos el Interruptor Telecontrolado, dimos a conocer algunas especificaciones técnicas sobre el equipo en cuestión, tanto para el tipo de interruptor mono-fásico como para el interruptor tri-fásico, de la misma manera hablamos de las características eléctricas y las características generales del ITC. También dimos a conocer el conjunto de elementos que conforman al ITC, detallando así el cofre de control que manipula directamente al equipo y por medio del cual se pueden obtener los datos necesarios y requeridos por el Centro de operación de la Red, el cual supervisa el correcto funcionamiento de la red eléctrica de Nicaragua.

CAPÍTULO 4

CARACTERÍSTICAS Y UBICACIÓN PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE NICARAGUA

En Nicaragua existen hasta el momento un total de 50 subestaciones eléctricas las cuales pertenecen a la empresa distribuidora Disnorte-Dissur, esta se encuentran divididas en seis sectores y tres zonas las cuales son: zona sur, zona norte y zona central o zona Managua, las cuales cada zona cuenta de dos sectores. Existen otras 15 sub-estaciones la cuales pertenecen a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) de las cuales 10 de estas subestaciones son de Alta tensión y las 5 restantes son de Media Tensión.

La mayoría de los clientes del servicio eléctrico están ubicados en zonas rurales del país.

En la zona sur esta divididas en dos sectores que es oriente y sur,

- Las subestaciones perteneciente al sector oriente son: Subestación Las Banderas, Boaco, Amerrisque, Acoyapa, Santo Tomas, Gateada, Nueva Guinea, Corocito y El Rama.
- Las subestaciones perteneciente al sector sur son: Subestación Benjamín Zeledón, Granada, Masatepe, Diriamba, Nandaime, Rivas y Ometepe, este último es presentado como un sistema aislado.

En la zona norte esta divididas en dos sectores que es occidente y norte,

- Las subestaciones perteneciente al sector oriente son: Subestación La Paz Centro, Nagarote, León I, León II, Malpaisillo, Chichigalpa, Chinandega, El Viejo, Villa Nueva, Corinto y Mina Limón.

→ Las subestaciones pertenecientes al sector norte son: Subestación de Sebaco, Estelí, Yalaguina, Santa Clara, Matagalpa, Planta Centro América, El Tuma, Matiguas y San Ramón.

En la zona central o Managua, se divide en el sector Managua Norte y Managua Sur, donde las subestación ubicadas en el sector Managua Sur son: Subestación de Ticuantepe, Ticuantepe II, Altamira, Oriental, Portezuelo, Tipitapa y Punta Huete.

Las subestaciones de Managua Norte son: Subestación Batahola, Periodista, Monte Fresco, Los Braciles, Acahualinca, Asososca y Managua.

La empresa distribuidora se encarga del mantenimiento de las líneas de distribución, para eso están distribuidas diferentes brigadas en punto estratégico para poder cubrir las diferentes zonas del país y poder restablecer el servicio de energía eléctrica lo más pronto posible al momento de presentarse una falla.

En el Sector Sur se encuentran un total de 7 brigadas ubicadas en Masaya, Granada, Diriamba, Nandaime, Rivas, San Juan del Sur y Ometepe. En el Sector Oriente se encuentran un total de 8 brigadas ubicadas en Boaco, Juigalpa, Santo Tomas, Nueva Guinea, El Rama, San Miguelito, San Carlos y Malacatoya.

En el Sector Norte se encuentran un total de 8 brigadas ubicadas en Sebaco, Estelí, Ocotol, Jalapa, Matagalpa, Jinotega, La Dalia y Matiguas. En el Sector Occidente se encuentra un total de 7 brigadas ubicadas en León, Malpaisillo, La Paz Centro, El Viejo, El Sauce y Somotillo.

En la zona de Managua hay un total de 8 brigadas para poder atender ambos sectores.

4.1. AUTOMATIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE NICARAGUA

Para la instalación de interruptores telecontrolados se tomaran los siguientes parámetros:

- Ubicación geográfica donde estará ubicado.
- Importancia del tipo de categoría de los clientes ubicados en el circuito de distribución.
- Distancia y tiempo que se demora la brigada de mantenimiento en llegar al sitio donde se encontrara instalado el Interruptor Telecontrolado.

Se ubicaran Interruptores Telecontrolados (ITC), para poder lograr una automatización de las líneas de distribución mejorando el servicio de energía eléctrica al consumidor, estos estarán ubicados en:

4.1.1. Zona de Managua

Ubicación: Km 15 Carretera Vieja a León, Managua

Circuito: Batahola 3050

Descripción: Por estar más alejado de la ciudad, se propone la instalación de un interruptor telecontrolado en este sector, ya que este circuito sale de la subestación de Batahola y se extiende hasta el Km. 45 Carretera Vieja a León.

4.1.2. Zona Sur

Ubicación: Peñas Blanca, Rivas

Circuito: Rivas 4060

Descripción: Se propone la instalación del interruptor telecontrolado por el tipo de cliente que está ubicado en el circuito, además de la distancia, ya que a la brigada más cercana (en este caso brigada de Rivas) se encuentra a 20 min de camino.

Ubicación: San Juan del Sur, Rivas

Circuito: Rivas 4060

Descripción: Se propone que se instalación de un interruptor telecontrolado en la entrada de la ciudad de San Juan del Sur, debido a q este es un sector turístico y la mayoría de las cargas son de carácter comercial.

Ubicación: Salida a Tola, Rivas

Circuito: Rivas 4070

Descripción: Se propone la instalación de un interruptor telecontrolado ya que este sitio se encuentra a 30 min de la ciudad de Rivas, además que la carga en su mayoría es comercial, además de estar ubicada entre las distinta zonas turísticas del país.

Ubicación: Sintiope, Ometepe.

Circuito: Ometepe 4010

Descripción: Se propone la instalación de un interruptor telecontrolado a media línea del circuito, esto debido a que es un sistema aislado y en su mayoría la red va sobre zona montañosa.

Ubicación: Moyogalpa, Ometepe.

Circuito: Ometepe 4020

Descripción: Se propone la instalación de un interruptor telecontrolado a media línea del circuito, esto debido a que es un sistema aislado, este circuito en su mayoría comprende zonas turísticas.

4.1.3. Zona Oriente

Ubicación: Frente al Hospital de Boaco, Boaco

Circuito: Boaco 4020

Descripción: Se propone la instalación de un interruptor telecontrolado, debido a que esta derivada de línea va sobre terreno montañoso y es de difícil acceso, esta derivada sale desde la ciudad de Boaco y se extiende buscando el sector de la comunidad de La Subasta.

Ubicación: Acoyapa, Chontales

Circuito: Acoyapa 4030

Descripción: Se propone la instalación de un interruptor telecontrolado monopolar, ubicado en la salida de Acoyapa carretera a San Miguelito, estará ubicado a unos 30 min de camino para la brigada más cercana. Esta es una derivada del circuito eléctrico que tiene una gran distancia.

Ubicación: El Castillo, Rio San Juan

Circuito: SNM 4020

Descripción: Se propone la instalación de un interruptor telecontrolado, ubicado en El Castillo, la brigada más cercana está ubicada en San Carlos y demorara unos 45min en poder llegar hasta donde estará ubicado el ITC. Están ubicados sectores turísticos como sectores agrícolas.

4.1.4. Zona Norte

Ubicación: San Rafael del Norte, Jinotega

Las Lomas, Jinotega

Asturias, Jinotega

Circuito: Planta Centro América 4020

Descripción: Se propone la instalación de tres interruptores telecontrolados, ya que los ramales de este circuitos recorren grandes distancia, además que la geografía del terreno es montañoso, los principales clientes que están ubicados son del sector agrícola y ganadero.

Ubicación: Santa Clara, Nueva Segovia

Valle La Pimienta, Nueva Segovia

Las Piedras, Nueva Segovia

Círculo: SKL4020

Descripción: La necesidad de instalar tres interruptores telecontrolados se debe a la distancia del círculo, otro aspecto a tener en cuenta es de que la brigada más cercana está ubicada en Jalapa, este círculo estaría dividido en tres secciones, dado que se encuentre una falla franca no se deba de accionar el interruptor de cabecera.

Se deben de instalar interruptores telecontrolados para automatizar los sistemas de protección de las líneas de distribución eléctrica del país, evitando así la interrupción del servicio eléctrico por fallas transitorias o aislando la falla en caso de una falla franca sin activar la protección del interruptor de cabecera así no afectar a todos clientes alimentados por el círculo de distribución y así evitando pérdidas de mercado.

4.2. RESUMEN DEL CAPÍTULO

En este capítulo, damos a conocer localizaciones y lugares donde proponemos la instalación de Interruptores Telecontrolados para un mejor funcionamiento del sistema de distribución eléctrico de estas zonas, llegando a dicha conclusión mediante una serie de criterios técnicos tomados en cuenta y realizados a través de estudios, para lograr una rápida respuesta al número de fallas que se dan constantemente en estos circuitos del Sistema de Distribución Eléctrico de Nicaragua y de esta manera poder mejorar el servicio eléctrico a los consumidores del mismo.

V. CONCLUSIONES

A través del desarrollo de este documento pudimos comprender la necesidad de automatizar las líneas de distribución de energía eléctrica de Nicaragua especialmente la parte de estos que trata directamente de los sistemas de protección de las redes de distribución.

En el desarrollo del documento se han podido llevar acabo los objetivos planteados al inicio del mismo. Planteamos las principales problemáticas por la cual se hace urgente la pronta automatización de los sistemas de protección en las redes de distribución eléctrica del país, estudiando como propuesta la implementación de los ITC en dicho sistema.

La aplicación de dichos interruptores en el sistema de protección de las líneas de distribución eléctricas de Nicaragua, vendrían a reducir enormemente el número de interrupciones que se presentan frecuentemente en el servicio eléctrico del país, brindando de esta manera mayor confianza para los consumidores, usuarios y/o cliente de este servicio.

Mediante el uso de los ITC en el sistema de protección de las redes de distribución eléctrica, se puede obtener una reducción en los tiempos de interrupción del servicio eléctrico para los consumidores, debido a que este tipo de interruptores pueden ser maniobrados por telecontrol a distancia dando inmediata respuesta a las fallas en el sistema sin la necesidad de movilizar cuadrillas de mantenimiento hasta el lugar de la falla, logrando de esta manera mantener la continuidad en el servicio eléctrico y una mejor calidad en el mismo.

VI. RECOMENDACIONES

Al momento de la instalación del interruptor Telecontrolados en las redes de distribución de Nicaragua se deberá tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Se recomienda la instalación de interruptores Telecontrolados para circuitos que recorren grandes distancias, tales como el sector norte.
- Se recomienda la instalación del interruptor Telecontrolado en lugares accesibles para poder manipularlo de manera local.
- Se recomienda instalar sobre los ramales principales para un mejor aprovechamiento funcional de interruptor Telecontrolados.
- Se recomienda la automatización de los sistemas de protección de las líneas de distribución eléctrica de Nicaragua, para poder brindar un mejor servicio eléctrico a los consumidores.
- Se recomienda que se le esté realizando mantenimiento periódico al equipo a las baterías de respaldo para el buen funcionamiento.
- Se recomienda al momento de instalación de interruptor Telecontrolado para la automatización de las líneas de distribución eléctrica de Nicaragua, las normativas y especificaciones técnicas vigente para la seguridad de los pobladores y mejor funcionamiento del equipo.
- Se recomienda el uso de la tecnología de fibra óptica para una mejor comunicación entre el equipo (ITC) y el COR.

VII. BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Manual de redes de distribución, Disnorte-Dissur, 2011
- ✓ Manual de instalaciones de Schneider seccionalizadores, Junio 2011.
- ✓ Distribución Área media tensión 404 Schneider, España, Enero 2012.
- ✓ Servicios Eléctricos SEL.S.A, Curso de ejecución de obras, Agosto 2012
- ✓ Schneider Electric, Automatización de redes: Re-Closer Solución, Mayo 2009
- ✓ Comité de Homologación de Materiales, Especificación Técnica, Interruptores Telecontrolados (ITC), 2012.
- ✓ Carlos Oberdan Fuentes Orozco, Análisis de arquitectura de red de salidas de media tensión tipo A del sector sur occidente 2 de la empresa distribuidora de electricidad occidente S.A., Guatemala, Junio de 2012.
- ✓ Carolina Estefan, Gabriel Pais, Gabriel Portas, Automatización en redes de distribución. AUTODIS, Abril de 2013.
- ✓ Alfredo Espinosa Reza, Salvador González Castro, Benjamín Sierra Rodríguez, Automatización de la Distribución: Presente y Futuro, México 2010.
- ✓ HidroCantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U., Interruptores aéreos Telemandados: definición, instalación y puesta en servicio, Ed.6, 2006.
- ✓ Manual de Operación EHElectrohuila S.A E.S.P.
- ✓ Carlos Espinosa, Glayds Caicedo, Óscar Almonacid, Criterios para la aplicación de esquemas de re-cierre automático en las líneas de un sistema de distribución, El Hombre y La Máquina, N° 41, Enero – Abril de 2013.
- ✓ Lourdes Gallegos Grajales, Cuitláhuac Picasso Blanquel, José Martin Gómez López, Tendencias en Automatización de la Distribución, Boletín IIE, Tendencia Tecnológica, Abril Junio 2011.
- ✓ Schneider Electric, Automatización de Redes, Recloser Solutions, Mayo 2009.
- ✓ Renzo Tamasco Amador, Protecciones Eléctricas, Agosto 2007.
- ✓ Ramón M. Mujul Rosas, Protección de sistemas Eléctricos de Potencia, Septiembre 2002, primera edición.
- ✓ Juan José Mora Flórez, Interrupción del servicio de energía eléctrica, Marzo 4 de 2003.
- ✓ Joseph Seymour, Terry Horsley, Los siete tipos de problemas en el sistema eléctrico, 2005.
- ✓ Samuel Ramirez Castaño, Redes de distribución de energía, 2004, tercera edición.

Páginas Web,

- ✓ Wikipedia, Sector Eléctrico en Nicaragua,

<file:///H:/Sector%20el%C3%A9ctrico%20en%20Nicaragua%20-%20Wikipedia,%20la%20enciclopedia%20libre.htm>

- ✓ SCADA para redes de transmisión y distribución eléctrica: Facilitando el manejo del coloso eléctrico,

<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1817>

- ✓ Automatización y control de sistemas de energía eléctrica,

<http://es.scribd.com/doc/50923380/Automatizacion-y-control-de-sistemas-de-energia-electrica>

- ✓ Dispositivos eléctricos de seguridad,

<http://html.rincondelvago.com/dispositivos-electricos-de-seguridad.html>

- ✓ Tipos de redes de distribución,

<http://es.scribd.com/doc/64075877/TIPOS-DE-REDES-DE-DISTRIBUCION>

VIII. ANEXOS

CONCEPTOS BÁSICOS

- **Servicio Eléctrico:** Es el suministro de potencia y energía eléctrica en el punto de entrega, sin considerar si esta energía se está o no usando.
- **Automatización:** Es la tecnología que trata de la aplicación de elementos electromecánicos o sistemas computarizados como sistemas de control cuya función principal es la de supervisar el correcto funcionamiento de equipos o procesos en general sin contar de mucha mano de obra humana.
- **Empresa de Distribución:** Empresa con un Contrato de Concesión en los términos de la presente Normativa, que dentro del Mercado Mayorista cumple funciones de Distribuidor.
- **Cliente:** Se entiende por cliente de una Empresa de Distribución a la persona, natural o jurídica, que ha suscrito un contrato de servicio eléctrico con la Empresa de Distribución que le provee de energía eléctrica.
- **Consumidor:** Es la persona natural o jurídica que hace uso de la energía eléctrica.
- **Subestación Eléctrica:** Conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia. Es un nodo del sistema que está interconectado con los demás nodos, mediante líneas y que por su diseño permite modificar la topología o conectividad de toda la red.
- **Redes de Distribución Eléctrica:** Una red de distribución eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos y de elementos de protección que tienen como principal objetivo transformar (la tensión eléctrica y la frecuencia), distribuir y proteger el suministro eléctrico a los diferentes consumidores, tales como: Residenciales, Industriales y Comerciales.

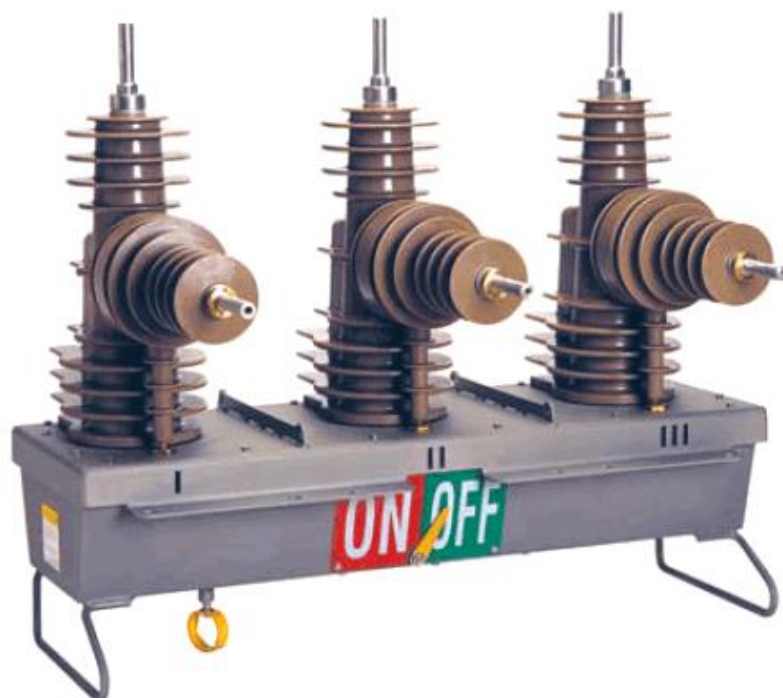
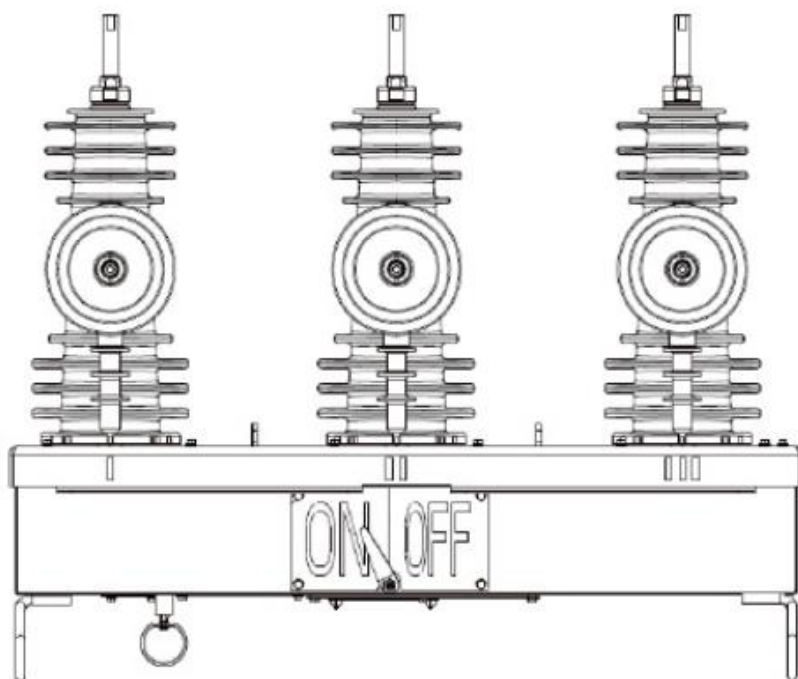
- **Interruptor:** El interruptor es un aparato de maniobra mecánico, capaz de establecer, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito; y también de establecer, conducir por un tiempo determinado, e interrumpir corrientes en determinadas condiciones anormales como las de cortocircuito.
- **Seccionador:** El seccionador es un aparato mecánico de conexión que asegura, en posición abierta, una distancia de seccionamiento que satisface condiciones especificadas. Un seccionador es capaz de abrir y de cerrar un circuito cuando se establece o interrumpe una corriente de valor despreciable, o bien no se produce ningún cambio importante de la tensión entre los bornes de cada uno de los polos del seccionador. Es también capaz de conducir corrientes en las condiciones normales del circuito, y de soportar corrientes por un tiempo especificado en condiciones anormales como las de cortocircuito.
- **SCADA:** El nombre de SCADA corresponde a la abreviatura de “Supervisory Control And Data Acquisition”, es decir: Adquisición de Datos y Supervisión de Control. Tradicionalmente un SCADA es un software de aplicación especialmente diseñado como un sistema que permite supervisar una planta o un proceso por medio de una unidad central que hace de Master y una o varias unidades remotas por medio de las cuales se hace el control y adquisición de datos hasta o desde el campo controlando así el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.
- **Interrupciones en el Servicio Eléctrico:** Una interrupción es un evento durante el cual el voltaje, en el punto de conexión del cliente, cae a cero y no retorna a sus valores normales automáticamente. De acuerdo con la IEC, el tiempo mínimo de una larga interrupción es de 3 minutos. Si el tiempo es menor a 3 minutos se denomina corta interrupción. Los estándares de la IEEE definen como interrupciones sostenidas a aquellas que duran más de 3 segundos o más de 2 minutos.

TABLAS Y FIGURAS

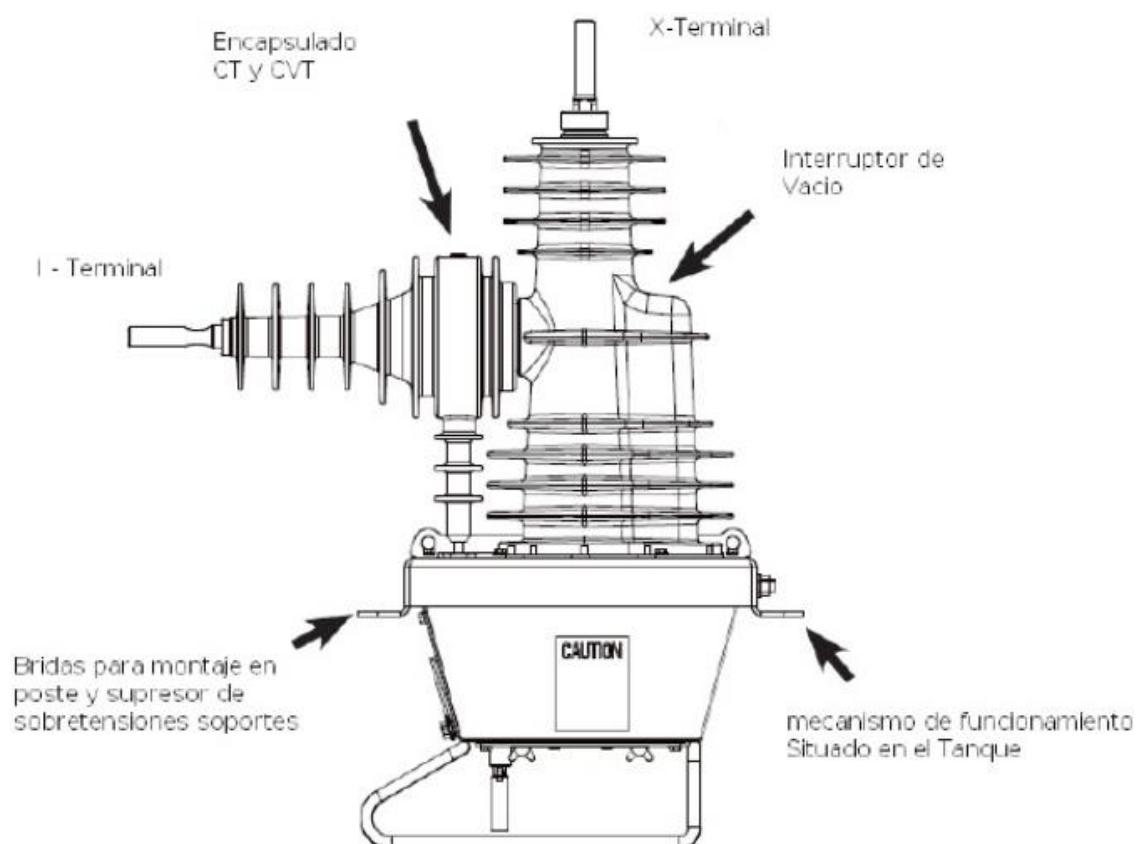
Norma de especificaciones técnica para la instalación del ITC en Nicaragua.

NORMA	FECHA	TÍTULO
ANSI C 37.71	1984	Standard for Three-Phase, Manually Operated Subsurface Load Interrupting Switches for Alternating-Current Systems
ANSI C 37.30	1992	Standard Requirements for High-Voltage Switches
CEI 298	1995	Aparamenta bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 KV e inferiores o iguales a 52 KV.
CEI 50 (151)	1978	Vocabulario Electrotécnico Internacional. Capítulo 151: Dispositivos eléctricos y magnéticos
CEI 50 (441)	1984	Vocabulario Electrotécnico Internacional. Capítulo 449: Aparamenta y fusibles
CEI 60-1	1989	Ensayos de alta tensión. Parte 1. Definiciones y prescripciones generales relativos a los ensayos.
CEI 137	1973	Aisladores pasantes para tensiones alternas superiores a 1000 V.
CEI 270	1981	Medida de descargas parciales
CEI 466	1987	Aparamenta bajo envolvente aislante de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 KV e inferiores o iguales a 38 KV.
CEI 517	1975	Aparamenta de alta tensión bajo envolvente metálica con aislamiento gaseoso para tensiones asignadas iguales o superiores a 72.5 KV.
CEI 529	1989	Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP)
CEI 694	1980	Estipulaciones comunes para las normas de aparamenta de alta tensión

Re-conectador Tri-polar



Re-conectador: Vista de perfil



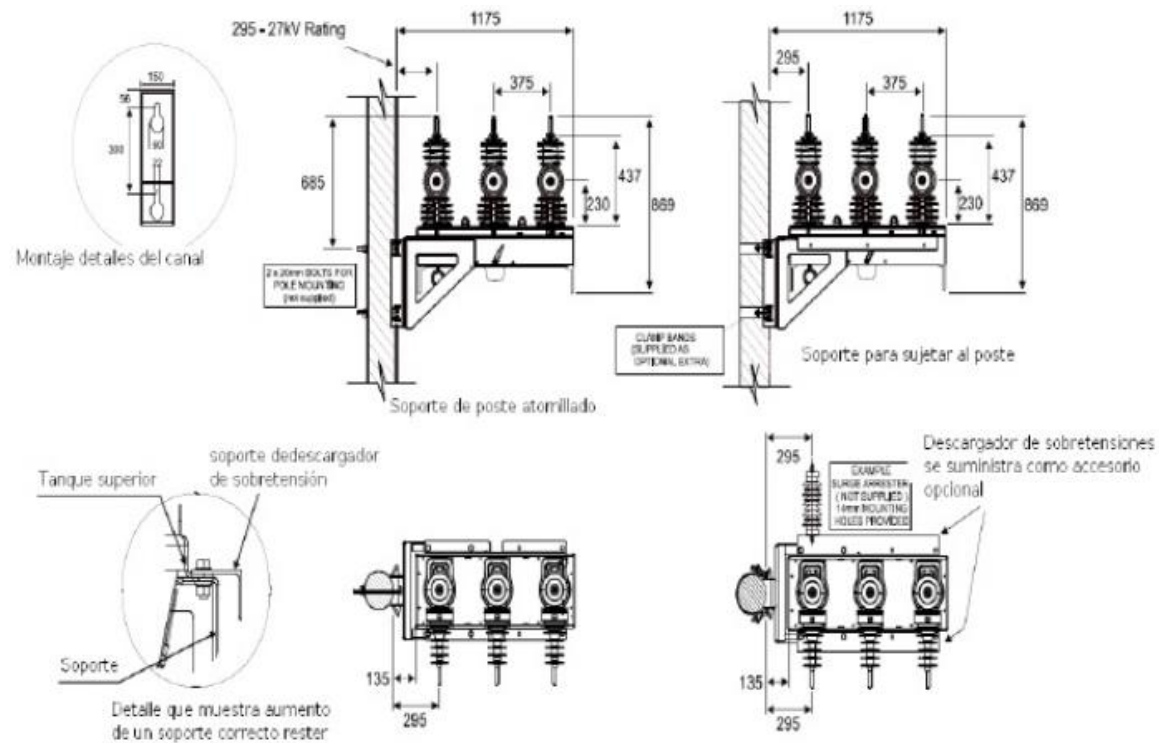
Re-conectador Monopolar



Re-conectador Monopolar: Instalado en la Red de Distribución Eléctrica



ITC Tripolar, diseño de instalación en la Red Eléctrica: Vista Planta y Perfil



ACR Montaje Final y Dimensiones

ITC Tripolar, diseño de instalación en la Red Eléctrica: Vista de Montaje en Estructura (Poste)

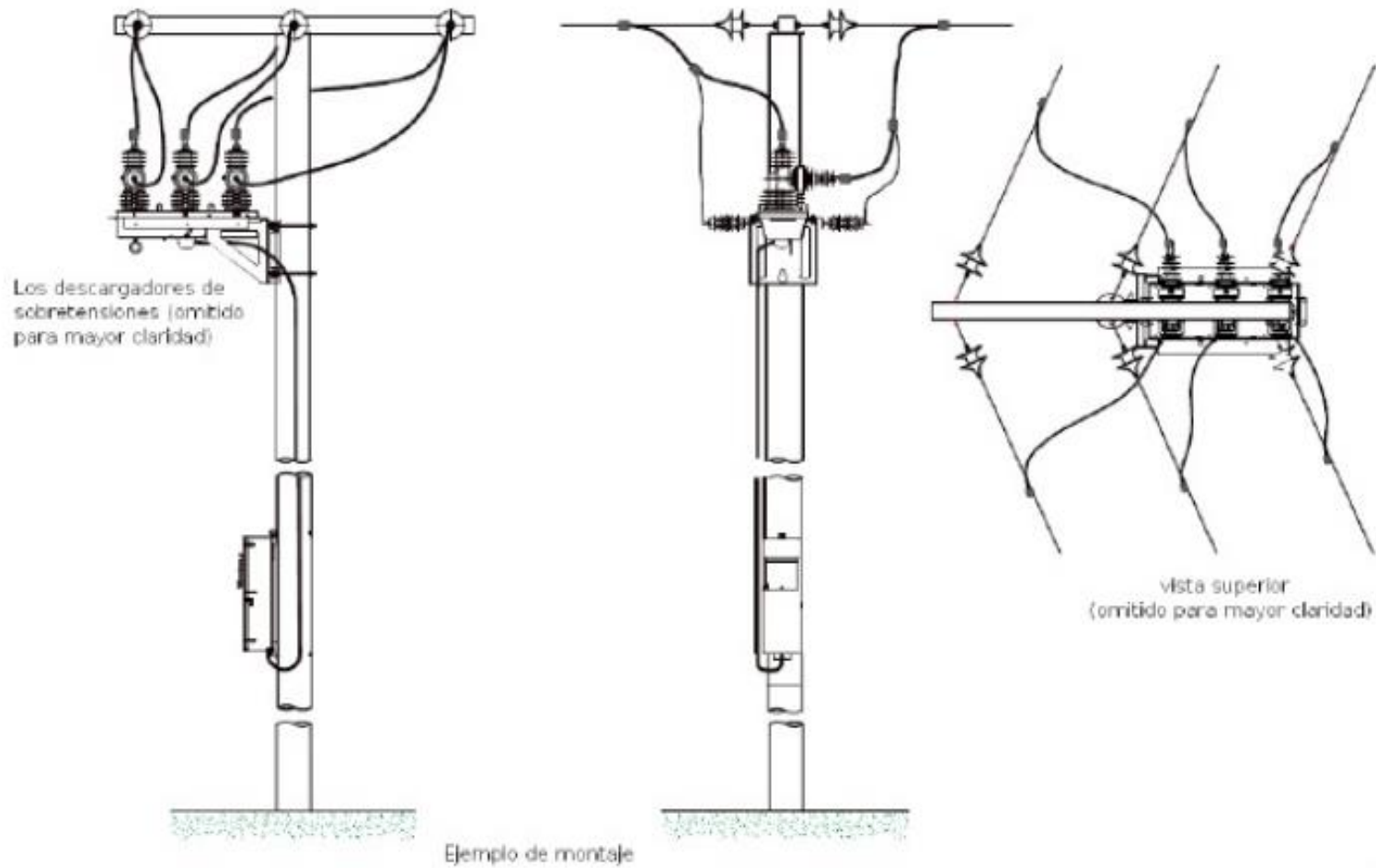


Tabla de conductores eléctrico a utilizar en la instalación de Interruptores Telecontrolados en la red de distribución eléctrica

Propiedades mecánicas de los alambres ST1A

Diámetro nominal del alambre mm		Tolerancia en el diámetro	Tensión al 1% del alargamiento R_e 1.0	Resistencia a la tracción R_m	Alargamiento sobre 250 mm A_{250}	Diámetro del mandril para el ensayo de arrollamiento	Número de torsiones
Mayor de	Menor o igual a	mm	N/mm ²	N/mm ²	%	xD	Mínimo
			Mínimo	Mínimo	Mínimo		
1.24	1.50	±0.03	1170	1400	3.0	1	18
1.50	1.75	±0.03	1170	1400	3.0	1	18
1.75	2.25	±0.03	1170	1400	3.0	1	18
2.25	2.75	±0.04	1140	1350	3.0	1	16
2.75	3.00	±0.05	1140	1350	3.5	1	16
3.00	3.50	±0.05	1100	1300	3.5	1	14
3.50	4.25	±0.06	1100	1300	4.0	1	12
4.25	4.75	±0.06	1100	1300	4.0	1	12
4.75	5.50	±0.07	1100	1300	4.0	1	12

Requisitos del recubrimiento de zinc

Diámetro nominal del alambre (mm)		Clase A	
Mayor de	Menor o igual a	Masa mín. de Zn g/m ²	Nº mín. de inmersiones de 1 minuto
1.24	1.50	185	2
1.50	1.75	200	2
1.75	2.00	215	2½
2.00	2.25	215	2½
2.25	2.75	230	3
2.75	3.00	230	3
3.00	3.50	245	3½
3.50	4.25	260	3½
4.25	4.75	275	4
4.75	5.00	290	4
5.00	5.25	290	4
5.25	5.50	290	4

NOTA- ½ inmersión significa una inmersión de 30 sg.

Requisitos de tracción y resistividad de los alambres A20SA (antes del cableado)

CLASE	TIPO	Diámetro nominal		Resistencia a la tracción	Tensión al 1% de alargamiento	Resistividad a 20%	Tensión de endurancia*
		Más de	Igual o menor de	Mín.	Mín.	Máx.	Mín.
		mm	mm	MPa.	MPa	nΩ·m	MPa.
20SA	A	1.24	3.25	1340	1200	84.80 (correspondiendo a una conductividad de 20,3% IACS)	1230
		3.25	3.45	1310	1180		1200
		3.45	3.65	1270	1140		1170
		3.65	3.95	1250	1100		1150
		3.95	4.10	1210	1100		1110
		4.10	4.40	1180	1070		1080
		4.40	4.60	1140	1030		1050
		4.60	4.75	1100	1000		1010
		4.75	5.50	1070	1000		980

* La tensión de endurancia se toma como el 92% del valor de la resistencia a la tracción mínima del alambre antes de ser cableado, según se especifica en la columna 4. Este requisito es utilizado en algunos países para calcular la tensión de endurancia de un

Características finales de los alambres AL3 después del tratamiento térmico

Tipo	Conductividad nominal	Diámetro nominal		Resistencia mínima a la tracción		Alargamiento mínimo después de rotura sobre 250 mm	Resistividad máxima	
		mayor de	igual o menor de	de cada alambre	media de un lote		de cada alambre	media de un lote
	% IACS	Mm	mm	N/mm ²	N/mm ²	%	nΩ·m	nΩ·m
AL3	53,0	1.50	5.00	295	-	3.5	32.53	-